Rapport technique

Office national de l'énergie

National Energy Board

Ressources de pétrole lourd classique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

Août 2001

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2001

No de cat. NE23-101/2001F
ISBN 0-662-86037-3

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Courriel : publications@neb-one.gc.ca
Internet : www.neb-one.gc.ca

En personne, au bureau de l'Office :
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2001

Cat. No. NE23-101/2001E
ISBN 0-662-30799-2

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Internet: www.neb-one.gc.ca

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Publication imprimée sur du papier recyclé, contenant 20 % de déchets.

TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures iv

Liste des tableaux vi

Liste des acronymes vii

Avant-propos viii

Résumé ix

Chapitre 1 : Introduction 1

Chapitre 2 : Travaux antérieurs 3

2.1 Ressources de pétrole classique de l'Ouest du Canada (léger et moyen), CGC, 1988 3

2.2 Ressources pétrolières de l'Ouest du Canada, CGC, 1998 4

2.3 Ressources de gaz naturel classique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, Bowers, 2000 4

Chapitre 3 : Méthodologie 6

3.1 Aperçu de l'analyse des données géologiques 6

3.2 Aperçu de l'analyse des données de réservoirs 6

3.3 Aperçu de l'évaluation du coût d'approvisionnement 7

3.4 Analyse des données géologiques 7

3.4.1 Données d'entrée 7

3.4.2 Modélisation géologique 9

3.5 Analyse des données de réservoirs 10

3.6 Aperçu du processus consultatif 11

3.7 Évaluation du coût d'approvisionnement 12

3.7.1 Profils de puits représentatifs 12

3.8 Présentation des données 14

Chapitre 4 : Résultats sur les zones pétrolières du domaine carbonifère 15

4.1 Aperçu géologique 15

4.2 Région de la plate-forme albertaine 15

4.2.1 Zone pétrolière de Rundle-arche de Sweetgrass 16

4.2.2 Zone pétrolière du sous-affleurement mississippien 19

4.3 Région du bassin de Williston 23

4.3.1 Zone pétrolière de Souris Valley-Tilston 23

4.3.2 Zone pétrolière de Frobisher-Alida 26

4.3.3 Zone pétrolière de Midale 29

4.3.4 Zone pétrolière de Ratcliffe 32

4.3.5 Zone pétrolière de Bakken 35

4.4 Aperçu de l'évaluation des ressources 39
4.4.1 Zone pétrolière de Bakken 39
4.5 Résumé 41

Chapitre 5 : Résultats sur les zones pétrolières du domaine jurassique 43
5.1 Aperçu géologique 43
5.2 Région du bassin de Williston 43
5.2.1 Zone pétrolière de Sawtooth 43
5.2.2 Zone pétrolière de Shaunavon 47
5.2.3 Zone pétrolière de Roseray-Success 50
5.3 Aperçu de l'évaluation des ressources 53
5.3.1 Zone pétrolière de Shaunavon 54
5.4 Résumé 57

Chapitre 6 : Résultats sur les zones pétrolières du domaine crétacé 58
6.1 Aperçu géologique 58
6.2 Régions du centre et du Sud de l'Alberta 58
6.2.1 Zone pétrolière de Mannville inférieur 58
6.2.2 Zone pétrolière de Mannville supérieur 62
6.3 Région du Sud de l'Alberta 64
6.3.1 Zone pétrolière détritique 64
6.4 Région centrale de l'Alberta 67
6.4.1 Zone pétrolière d'Ostracod 67
6.4.2 Zone pétrolière glauconifère 68
6.5 Région de Lloydminster 72
6.5.1 Zone pétrolière de Dina 72
6.5.2 Zone pétrolière de Cummings 75
6.5.3 Zone pétrolière de Colony à Lloydminster 76
6.6 Région de la Saskatchewan 80
6.6.1 Zone pétrolière de Cantuar 80
6.7 Aperçu de l'évaluation des ressources 83
6.7.1 Zone pétrolière de Colony à Lloydminster 84
6.8 Résumé 86

Chapitre 7 : Résultats de l'analyse économique 88
7.1 Courbes des coûts d'approvisionnement 88
7.1.1 Courbe des coûts d'approvisionnement pour le pétrole lourd restant 88
7.1.2 Courbe des coût d'approvisionnement pour chaque zone pétrolière 89
7.2 Résumé 90

Chapitre 8 : Autres zones pétrolières mineures 92
8.1 Domaine dévonien 92
8.1.1 Région centrale de l'Alberta 92
8.1.2 Région du bassin de Williston 92
8.2 Domaine triasique 93
8.2.1 Région de la baie de Peace River 93
8.3 Domaine jurassique 93
8.3.1 Région de l'Alberta et de la Colombie-Britannique 93
8.4 Domaine crétacé 94
8.4.1 Région du Nord-Ouest de l'Alberta et de la Colombie-Britannique 94
8.5 Domaine du crétacé supérieur 94
8.5.1 Région des Prairies 94
8.6 Résumé 95

Chapitre 9 : Résumé et conclusions 96

Figures

3.1	Performance de puits représentatif	13
3.2	Profil de puits représentatif	13
4.1	Région de la zone pétrolière de Rundle-arche de Sweetgrass	16
4.2	Graphique de classement des gisements de Rundle-arche de Sweetgrass	18
4.3	Graphique de corrélation de Rundle-arche de Sweetgrass	18
4.4	Région de la zone pétrolière du sous-affleurement mississippien	19
4.5	Graphique de classement des gisements du sous-affleurement mississippien	22
4.6	Graphique de corrélation du sous-affleurement mississippien	22
4.7	Région de la zone pétrolière de Souris-Tilston	23
4.8	Graphique de classement des gisements de Souris-Tilston	25
4.9	Graphique de corrélation de Souris-Tilston	25
4.10	Région de la zone pétrolière de Frobisher-Alida	26
4.11	Graphique de classement des gisements de Frobisher-Alida	28
4.12	Graphique de corrélation de Frobisher-Alida	28
4.13	Région de la zone pétrolière de Midale	29
4.14	Graphique de classement des gisements de Midale	31
4.15	Graphique de corrélation de Midale	32
4.16	Région de la zone pétrolière de Ratcliffe	32
4.17	Graphique de classement des gisements de Ratcliffe	34
4.18	Graphique de corrélation de Ratcliffe	35
4.19	Région de la zone pétrolière de Bakken	36
4.20	Graphique de classement des gisements de Bakken	38
4.21	Graphique de corrélation de Bakken	38
4.22	Volumes initiaux en place - Carbonifère	39
4.23	Volumes récupérables - Carbonifère	40
4.24	Répartition de la taille des gisements - Bakken	40
4.25	Volumes récupérables selon la source et la taille des gisements - Bakken	41
4.26	Taux de récupération - Bakken	42
5.1	Région de la zone pétrolière de Sawtooth	44
5.2	Graphique de classement des gisements de Sawtooth	46
5.3	Graphique de corrélation de Sawtooth	46
5.4	Région de la zone pétrolière de Shaunavon	47
5.5	Graphique de classement des gisements de Shaunavon	49
5.6	Graphique de corrélation de Shaunavon	49
5.7	Région de la zone pétrolière de Roseray-Success	50
5.8	Graphique de classement des gisements de Roseray-Success	52
5.9	Graphique de corrélation de Roseray-Success	53
5.10	Volume initiaux en place - Jurassique	53

5.11	Volumes récupérables - Jurassique	54
5.12	Répartition de la taille des gisements – Shaunavon	55
5.13	Volumes récupérables selon la source et la taille des gisements - Shaunavon	56
5.14	Taux de récupération – Shaunavon	56
6.1	Régions des zones pétrolières crétacées	59
6.2	Graphique de classement des gisements de Mannville inférieur	61
6.3	Graphique de corrélation de Mannville inférieur	61
6.4	Graphique de classement des gisements de Mannville supérieur	63
6.5	Graphique de corrélation de Mannville supérieur	64
6.6	Graphique de classement des gisements détritiques	66
6.7	Graphique de corrélation des gisements détritiques	66
6.8	Graphique de classement des gisements d'Ostracod	69
6.9	Graphique de corrélation d'Ostracod	69
6.10	Graphique de classement des gisements glauconifères	71
6.11	Graphique de corrélation des gisements glauconifères	72
6.12	Graphique de classement des gisements de Dina	74
6.13	Graphique de corrélation de Dina	74
6.14	Graphique de classement des gisements de Cummings	77
6.15	Graphique de corrélation de Cummings	77
6.16	Graphique de classement des gisements de Colony à Lloydminster	79
6.17	Graphique de corrélation de Colony à Lloydminster	80
6.18	Graphique de classement des gisements de Cantuar	82
6.19	Graphique de corrélation de Cantuar	82
6.20	Volumes initiaux en place – Crétacé	83
6.21	Volumes récupérables – Crétacé	84
6.22	Répartition de la taille des gisements – Colony à Lloydminster	85
6.23	Volumes récupérables selon la source et la taille des gisements – Colony à Lloydminster	85
6.24	Taux de récupération – Colony à Lloydminster	86
7.1	Courbe de coût d'approvisionnement pour des puits représentatifs	88
7.2	Courbe de coût d'approvisionnement pour le pétrole lourd classique	89
7.3	Répartition des puits et des taux de récupération de Mannville supérieur	90
7.4	Courbe de coût d'approvisionnement – Mannville supérieur	91

Tableaux

2.1	Sommaire comparatif d'études antérieures	5
3.1	Méthodologie d'analyse des données de réservoirs	11
3.2	Méthodologie d'évaluation du coût d'approvisionnement	12
4.1	Fiche technique sur Rundle-arche de Sweetgrass	17
4.2	Tableau sommaire de la zone pétrolière de Rundle-arche de Sweetgrass	18
4.3	Fiche technique sur le sous-affleurement mississippien	21
4.4	Tableau sommaire de la zone pétrolière du sous-affleurement mississippien	22
4.5	Fiche technique sur Souris-Tilston	24
4.6	Tableau sommaire de la zone pétrolière de Souris-Tilston	25
4.7	Fiche technique sur Frobisher-Alida	27
4.8	Tableau sommaire de la zone pétrolière de Frobisher-Alida	28
4.9	Fiche technique sur Midale	30
4.10	Tableau sommaire de la zone pétrolière de Midale	31
4.11	Fiche technique sur Ratcliffe	33
4.12	Tableau sommaire de la zone pétrolière de Ratcliffe	34
4.13	Fiche technique sur Bakken	37
4.14	Tableau sommaire de la zone pétrolière de Bakken	38
4.15	Ressources du domaine carbonifère	42
5.1	Fiche technique sur Sawtooth	45
5.2	Tableau sommaire de la zone pétrolière de Sawtooth	46
5.3	Fiche technique sur Shaunavon	48
5.4	Tableau sommaire de la zone pétrolière de Shaunavon	49
5.5	Fiche technique sur Roseray-Success	51
5.6	Tableau sommaire de la zone pétrolière de Roseray-Success	52
5.7	Ressources du domaine jurassique	57
6.1	Fiche technique sur Mannville inférieur	60
6.2	Tableau sommaire de la zone pétrolière de Mannville inférieur	61
6.3	Fiche technique sur Mannville supérieur	62
6.4	Tableau sommaire de la zone pétrolière de Mannville supérieur	63
6.5	Fiche technique sur la zone détritique	65
6.6	Tableau sommaire de la zone pétrolière détritique	66
6.7	Fiche technique sur l'Ostracod	68
6.8	Tableau sommaire de la zone pétrolière d'Ostracod	69
6.9	Fiche technique sur la zone glauconifère	70
6.10	Tableau sommaire de la zone pétrolière glauconifère	71
6.11	Fiche technique sur Dina	73
6.12	Tableau sommaire de la zone pétrolière de Dina	74
6.13	Fiche technique sur Cummings	76
6.14	Tableau sommaire de la zone pétrolière de Cummings	77
6.15	Fiche technique sur Colony à Lloydminster	78
6.16	Tableau sommaire de la zone pétrolière de Colony à Lloydminster	79
6.17	Fiche technique sur Cantuar	81
6.18	Tableau sommaire de la zone pétrolière de Cantuar	82
6.19	Ressources du domaine crétacé	87
7.1	Coûts d'approvisionnement selon le domaine et la zone pétrolière	89
8.1	Ressources d'autres zones pétrolières mineures	95
9.1	Sommaire de tous les domaines	98

Acronymes

API	American Petroleum Institute
EUB	Alberta Energy and Utilities Board
CGC	Commission géologique du Canada
PEP	Pétrole en place
PADD	Petroleum Administration Defence District
PÉÉP	Programme d'évaluation économique du pétrole
PETRIMES	Système de gestion de l'information et d'évaluation relatives aux ressources pétrolières
TR	Taux de récupération
DGV	Drainage par gravité au moyen de la vapeur
SEM	Saskatchewan Department of Energy and Mines
VAPEX	Extraction de vapeur de solvants
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
WTI	West Texas Intermediate

Dans le cadre de son mandat de réglementation, l'Office national de l'énergie (Office ou ONÉ) surveille constamment l'approvisionnement de l'ensemble des produits énergétiques au Canada (notamment l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et leurs sous-produits) ainsi que la demande pour les produits énergétiques canadiens sur les marchés intérieur et de l'exportation. Les rapports de l'Office sur l'offre et la demande fournissent un aperçu à long terme sur l'offre et la demande de tous les produits énergétiques. Les rapports de l'Office sur l'évaluation du marché énergétique abordent les questions relatives à un produit spécifique. L'Office publie en outre de temps en temps des rapports de nature technique axés sur des sujets spécifiques relatifs aux produits énergétiques. La présente publication est le dernier de ces rapports techniques; il s'intitule *Ressources de pétrole lourd classique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien*.

Le rapport présente les résultats d'un examen approfondi des ressources canadiennes de pétrole brut lourd classique; il met l'accent sur l'analyse et la mise à jour des estimations du volume de pétrole lourd classique contenu dans le sol (pétrole en place). Sont également fournies des estimations sur le degré de récupérabilité du pétrole en place compte tenu des technologies et des pratiques de production actuelles, mais également du volume potentiel dû aux technologies futures qui pourraient accroître les taux de récupération.

Le rapport contient également les résultats d'une analyse des coûts d'approvisionnement, ainsi qu'une étude de la rentabilité relative de la production de pétrole lourd classique. Au cours de la production de *Ressources de pétrole lourd classique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien*, une série de réunions et de discussions ont eu lieu avec des représentants d'organismes gouvernementaux, d'organismes de recherche pétrolière et de sociétés exploitantes oeuvrant dans les domaines de l'exploration et de la production du pétrole lourd classique. L'Office les remercie de leur collaboration et de leur contribution, notamment les représentants de la Commission géologique de Canada.

L'Office sollicite les commentaires sur la conception et l'utilisation de la méthodologie sélectionnée et sur les résultats présentés dans ce rapport. Les commentaires doivent être adressés au Secrétaire, Office national de l'énergie, 444, Septième Avenue S.-O., Calgary (Alberta), Canada T2P 0X8.

101-07362/

R É S U M É

La production de *Ressources de pétrole lourd classique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien* a été entreprise dans le cadre du mandat de réglementation de l'Office relatif à la surveillance de l'approvisionnement canadien en produits énergétiques. La nature de l'approvisionnement pétrolier canadien a évolué, surtout dans l'Ouest canadien. Ce rapport met l'accent sur l'approvisionnement actuel et futur en pétrole lourd classique au Canada.

L'Office définit en général le pétrole lourd classique comme du pétrole brut qui se trouve à l'état liquide dans le sol, qui possède la capacité de couler dans un trou de forage et dont la densité est supérieure à 890 kg/m^3 (gravité API inférieure à 25°).

Ressources de pétrole lourd classique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien donne un aperçu de l'apport du pétrole lourd classique à l'approvisionnement total du Canada en pétrole. On y décrit ensuite de quelle manière l'Office a mené cette étude ainsi que les résultats, qui sont ventilés selon les zones géologiques.

Les principaux points saillants du présent rapport sont les suivants :

- Les résultats indiquent que les ressources en pétrole lourd classique ont été sous-estimées par le passé. L'analyse de l'Office met en évidence une augmentation d'environ 20 pour cent du volume de pétrole en place dans les zones pétrolières étudiées, volume qui passe à 7 927 millions de m^3 (49,9 milliards de barils)[1] au regard du chiffre de 6 575 millions de m^3 (41,4 milliards de barils) fourni dans le rapport de 1999 de l'Office sur l'offre et la demande. Cet accroissement de l'estimation de la quantité de pétrole en place peut s'expliquer par le fait que la présente étude projette l'existence d'un nombre largement supérieur de gisements de taille modeste par rapport aux études précédentes.
- La présente analyse démontre qu'en termes techniques, 21 pour cent des ressources découvertes et 12 pour cent des ressources non encore découvertes peuvent être récupérés. Ces estimations tiennent compte de l'utilisation de la technologie et des pratiques de production éprouvées les plus modernes, et du potentiel d'amélioration des taux de récupération grâce à la mise en application de technologies futures. On estime que les ressources récupérables ultimes de pétrole lourd brut classique de l'Ouest canadien s'élèvent à quelque 1 391 millions de m^3 (8,7 milliards de barils) soit une augmentation de 8,2 pour cent comparativement à la valeur fournie dans le rapport de 1999 de l'Office sur l'offre et la demande.
- Enfin, sur la base d'une analyse des coûts des exploitations actuelles de pétrole lourd, l'Office a estimé le coût d'approvisionnement en vue de l'exploitation future de gisements de pétrole lourd classique dans l'Ouest canadien. Selon cette étude, 65 pour cent du volume techniquement récupérable peuvent être récupérés de manière rentable si les producteurs étaient disposés à absorber un coût d'au moins 62,38 $CA/m^3 (9,91 $CA/baril) sur le terrain. Si les producteurs absorbaient un coût de 83,91 $CA/m^3 (13,02 $CA/baril), 80 pour cent pourraient être récupérés de façon rentable.

1 Un mètre cube (m^3) de pétrole brut équivaut à environ 6,3 barils ou une tonne métrique.

1. Introduction

En 2000, le Canada a produit du pétrole brut à partir de régions diverses, notamment du pétrole léger classique dans l'Ouest canadien, dans les Territoires du Nord-Ouest et à Hibernia (au large de Terre-Neuve); du pétrole lourd classique dans l'Ouest canadien ainsi que du bitume et du pétrole brut synthétique à partir des sables bitumineux du Nord de l'Alberta. *Ressources de pétrole lourd classique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien* examine les perspectives d'approvisionnement futur du pétrole lourd classique dans l'Ouest canadien, et s'adresse à un lectorat formé aux questions techniques qui est rompu à la terminologie et aux concepts de l'évaluation des ressources.

Le présent rapport ne tient pas compte des volumes de sables bitumineux. Les lecteurs intéressés sont priés de se reporter au rapport de l'Office intitulé *Les sables bitumineux du Canada : Perspectives de l'offre et du marché jusqu'en 2015*, publié en octobre 2000, où ils trouveront une analyse des ressources de sables bitumineux.

En général, l'Office définit le pétrole lourd classique comme du pétrole brut qui se trouve à l'état liquide dans le sol, qui possède la capacité de couler dans un trou de forage et dont la densité est supérieure à 890 kg\m^3 et la gravité API inférieure à 25°. Pour les besoins du présent rapport, les pétroles moyen et lourd de la Saskatchewan sont combinés dans la classification de l'Office. Voici quelques-unes des autres conventions utilisées :

- Généralement, les volumes des ressources sont exprimés en millions de m^3 (millions de mètres cubes).
- À moins d'avis contraire, les montants d'argent sont exprimés en dollars canadiens constants de l'an 2000.
- La récupération améliorée future est constituée de deux composantes. La première concerne l'optimisation de la production et l'amorce de projets de récupération additionnels, en fonction de la technologie actuellement commercialisée. La deuxième concerne la récupération améliorée par l'application de technologie non encore disponible. Dans la partie principale du rapport, la première composante est employée pour l'analyse du potentiel des diverses zones pétrolière, tandis que les estimations selon la seconde composante sont présentées sont forme de résumé.

La prévision de l'Office sur la production de pétrole lourd classique citée dans son rapport de 1999 sur l'offre et la demande[1] était basée sur les estimations de ressources de pétrole lourd publiées par la CGC[2] en 1998, la prédiction à long terme de l'Office selon laquelle le prix du pétrole (WTI) s'établirait à 113,26 $US/m^3 (18,00 $US/baril), les résultats d'un modèle de flux monétaires et l'analyse des tendances de production de pétrole lourd. Le rapport comprend

1 Office national de l'énergie, *L'Énergie au Canada - Offre et demande jusqu'à 2025*, 1999.

2 Lee, P. J., Document public de la CGC n° 3674 intitulé *Oil Resources of Western Canada*, 1998.

également une prévision de la sensibilité aux prix fondée sur un prix de 138,43 $US/m³ (22 $US/baril). Au cours de la rédaction du rapport de 1999, il est devenu évident que la tendance haussière de la production de pétrole lourd au fil des ans ne pourrait pas se poursuivre longtemps. La baisse des volumes de réserves récupérables restantes signifiait qu'un déclin relativement rapide surviendrait dans les quelques années suivantes. Une mise à jour des données sur les ressources de pétrole classique s'est donc révélée nécessaire. Cette préoccupation a mené à la production du présent rapport.

En 2000, la production de pétrole lourd classique extrait du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) s'est élevée à 91 300 m³/j (574 000 barils/j) en moyenne, soit 26 pour cent de la production canadienne totale. Ce volume est supérieur de dix et de six pour cent respectivement à ceux de 1999 et 1998 et il dépasse de dix pour cent la production maximale qui avait été projetée dans le scénario 1 du rapport de 1999 de l'Office sur l'offre et la demande. Le niveau croissant de le production de pétrole lourd confirme le besoin d'une mise à jour de l'évaluation des ressources.

La production de pétrole léger classique de l'Ouest canadien continue à diminuer sur une base annuelle, totalisant 108 800 m³/j (684 000 barils/j) en moyenne en 2000, soit une quantité supérieure de seulement 19 pour cent à la production de pétrole lourd classique. On s'attend à ce que l'écart entre la production de pétrole léger et celle de pétrole lourd continue à se rétrécir et que la production de pétrole lourd dépasse celle de pétrole léger avant 2010.

Le prix du pétrole brut lourd canadien est en général nettement inférieur à celui du pétrole brut léger, ce qui traduit la valeur de marché relative des produits finaux pour le raffineur. Cet écart peut varier considérablement selon les conditions du marché. À l'échelle historique, le différentiel de prix léger/lourd, défini généralement comme l'écart de prix entre le Light Par à Edmonton et le Bow River Heavy Blend à Hardisty, en Alberta, a varié entre 18,88 $CA/m³ et 56,63 $CA/m³ (3 $CA/baril et 9 $CA/baril), pour s'établir en moyenne à 31,46 $CA/m³ (5 $CA/baril). En général, lorsque l'offre de pétrole lourd est restreinte relativement à la demande, le différentiel décroît et vice-versa. Au cours de l'année écoulée, le différentiel s'est accru considérablement pour atteindre un sommet de 134,34 $/m³ (21,35 $/baril), annulant ainsi en bonne partie les bénéfices dus au niveau élevé des prix internationaux. Ce sommet du différentiel est essentiellement le résultat des conditions du marché dans le PADD II américain, où des qualités plus légères ont été produites pour répondre à la demande croissante en mazout léger et en essence. Deux autres facteurs y ont contribué : la hausse des prix du gaz naturel, qui a mené à une réduction de la quantité de liquides de gaz naturel sur lesquels comptent les raffineries pour les mélanges et a incité l'industrie à recourir au mazout léger plutôt qu'au gaz naturel, et les températures froides de l'hiver, qui ont perturbé le transport de brut lourd. Depuis lors le différentiel s'est quelque peu tassé, pour s'établir à 101,05 $/m³ (16,06 $/baril) en mai 2001. En outre, il est en général plus coûteux de produire du pétrole lourd que du pétrole léger, ce qui se répercute également sur les flux monétaires des producteurs.

L'Office prévoit utiliser les résultats de la présente étude pour étayer sa projection de la future production de pétrole lourd classique, projection qui doit figurer dans son prochain rapport sur l'offre et la demande, dont la publication est attendue au début de 2003.

2. Travaux antérieurs

Des travaux ont été réalisés antérieurement dans le but d'évaluer les ressources en pétrole lourd du BSOC. Les évaluations connues sont relativement peu nombreuses au regard des évaluations portant sur le gaz naturel. Deux études sur les ressources pétrolières ont été réalisées récemment par la CGC[1] et une par Bowers[2] (2000). La nature et les conclusions de ces études sont commentées ci-dessous.

2.1 Ressources de pétrole classique de l'Ouest du Canada (léger et moyen), CGC, 1988

En 1988, la CGC a publié son premier rapport sur les ressources restantes de pétrole léger et moyen classique du BSOC. Elle a fourni une analyse détaillée du patrimoine de ressources du BSOC au moyen d'analyses géologiques, techniques et statistiques. Dans ce rapport, on a étudié 78 zones pétrolières géologiques ainsi que 49 zones pétrolières conceptuelles. Cette évaluation de la CGC s'appuie sur des données de la fin de l'année 1984 sur les réserves de chacune des provinces de l'Ouest canadien. L'évaluation des ressources a été réalisée au moyen du modèle PETRIMES de la CGC et des estimations du pétrole en place pour chaque gisement découvert permettant d'estimer le volume en place non découvert pour chaque zone pétrolière reconnue. Dans le cas des zones pétrolières conceptuelles, on a eu recours à une analyse au moyen de probabilités subjectives. Cette approche subjective tient compte à la fois de la probabilité exploratoire que la zone existe réellement et des probabilités relatives à la taille des gisements. Des taux de récupération moyens basés sur une combinaison de plans de récupération primaires et secondaires ont été appliqués aux gisements non découverts considérés comme assez grands pour couvrir les coûts estimatifs de forage et d'exploitation.

La CGC a estimé que 2 360 millions de m^3 de pétrole récupérable (7 377 millions de m^3 en place) avaient déjà été découverts dans les zones pétrolières prouvées et que 509 millions de m^3 de pétrole récupérable supplémentaires restaient à découvrir dans ces mêmes zones pétrolières, ainsi que 61 millions de m^3 de pétrole récupérable dans des zones pétrolières conceptuelles. On a estimé que les réserves prouvées provenaient de quelque 3 300 gisements distincts. On s'attendait à ce que le potentiel non découvert des zones pétrolières prouvées soit localisé dans quelque 4 000 nouveaux gisements, dont on prévoyait en outre qu'ils seraient pour la plupart de taille plus modeste que les gisements déjà découverts. En s'appuyant sur les coûts de demi-cycle (coûts de découverte exclus), on a estimé que 70 pour cent des volumes non découverts étaient économiquement récupérables si le prix du pétrole se situait de 94,38 à 141,58 $CA/ m^3 (15,00 à 22,50 $CA/baril) en dollars contemporains. Lorsqu'on compare cette évaluation au présent

1 Podruski, J.A., et al, Document de la CGC 87-26, *Ressources de pétrole classique de l'Ouest du Canada (léger et moyen)*, 1988.

2 Bowers, B., *Conventional Natural Gas Resources of the Western Canada Sedimentary Basin*, paru dans le Journal of Canadian Petroleum Technology, novembre 2000.

rapport de l'Office, on constate que presque toutes les zones pétrolières étudiées par l'Office ont été incluses dans le rapport de 1988 de la CGC. L'évaluation de la CGC n'a pas tenu compte des volumes de pétrole lourd crétacé qui ont été découverts dans la région de Lloydminster en Alberta et en Saskatchewan.

2.2 Ressources pétrolières de l'Ouest du Canada, CGC, 1998

En 1998, la CGC a publié son deuxième rapport sur les ressources restantes de pétrole classique du BSOC. Au moyen d'une approche semblable à celle utilisée dans son premier rapport, 69 zones pétrolières prouvées et 25 zones immatures (conceptuelles) ont été analysées afin d'estimer les ressources potentielles. L'évaluation a été réalisée sur la base de données de la fin de l'année 1994 sur chaque province de l'Ouest canadien. La CGC a utilisé son modèle PETRIMES, l'estimation du volume en place des gisements individuels de pétrole tant léger que lourd permettant d'estimer les volumes en place non découverts des zones pétrolières prouvées. Dans le cas des zones pétrolières conceptuelles, la CGC a eu recours à un modèle du processus de découverte non paramétrique. Dans ce cas, on a utilisé les valeurs attendues du potentiel des zones pétrolières et des dates de découverte afin d'engendrer une séquence de découverte des ressources des zones pétrolières, laquelle a été analysée par le même procédé que les zones prouvées. Dans ce rapport on évalue à 12 547 millions de m^3 le volume des ressources de pétrole en place découvertes dans les zones prouvées, à 5 488 millions de m^3 la valeur moyenne du volume de pétrole non découvert en place dans les zones prouvées et à 1 470 millions de m^3 le volume de pétrole en place non découvert dans les zones immatures. Les ressources découvertes proviennent de 7 142 gisements de pétrole. On s'attendait à ce que le potentiel non découvert des zones prouvées soit réparti dans plus de 18 000 gisements; on suppose que la plupart de ceux-ci seront de taille moindre que les gisements découverts. Ce rapport de la CGC ne contient pas une estimation des volumes récupérables et ne fournit pas non plus une évaluation économique du potentiel non découvert. Mais on y évalue les zones de pétrole lourd crétacé de la région de Lloydminster et on y fournit une évaluation détaillée des zones pétrolières crétacées du bassin. La CGC classe les gisements dans les catégories pétrole léger ou pétrole lourd selon une densité de démarcation unique (900 kg/m^3 ou 24° API) pour l'ensemble du Bassin.

Au cours des dix années qui se sont écoulées entre la parution des rapports de la CGC, le volume des ressources pétrolières classiques découvertes dans l'Ouest canadien, s'agissant des zones pétrolières qui ont été étudiées dans les deux rapports, est passé de 7 153 à 9 549 millions de m^3 de pétrole en place, soit un accroissement de 33 pour cent. Il convient de noter que le nombre de gisements identifiés a doublé de 2 612 à 5 245, ce qui confirme que les nouveaux gisements sont généralement plus petits que les gisements découverts antérieurement. Dans le cas des ressources de pétrole classique non découvertes, l'estimation potentielle moyenne s'est accrue de 1 874 à 3 492 millions de m^3 de pétrole en place, soit une augmentation de 86 pour cent. Le nombre de gisements non découverts que l'on s'attend à trouver est passé de 3 133 à 12 126, soit une augmentation de 287 pour cent. Cela illustre le fait que la taille des gisements découverts devrait se révéler plus petite à l'avenir. Pendant cette période de 10 ans, de nouvelles technologies, en particulier la sismique 3D et le forage horizontal, ont réduit le coût de découverte et d'exploitation des petits gisements.

2.3 Ressources de gaz naturel classique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, Bowers, 2000

En 2000, Bowers a publié une estimation pour le BSOC portant sur le gaz naturel classique qui est accompagnée d'une estimation du volume de pétrole brut classique se chiffrant à 16 000 millions de m^3 de pétrole en place. Cette estimation est de 18 pour cent inférieure à la plus récente estimation

de la CGC. Elle a été engendrée en traçant le taux de découverte du pétrole brut classique sur une base annuelle en fonction des ressources découvertes cumulées de pétrole en place. Le taux de découverte traduit la quantité de pétrole ajoutée pour chaque mètre de forage dans le bassin ciblant spécifiquement du pétrole. Le nombre de mètres ciblant du pétrole forés pour une année donnée correspond au métrage total de tous les puits d'exploration et de mise en valeur qui sont classifiés comme puits pétroliers, outre une fraction proportionnelle du métrage des forages stériles. La courbe de déclin exponentiel résultante est alors extrapolée jusqu'au point où le forage de puits exploratoires supplémentaires ne fournit plus de pétrole supplémentaire.

Dans cette étude, les données de 1965 à 1997 ont été examinées sur une base annuelle; on a toutefois tenu compte des ressources découvertes avant 1965 et du nombre de forages effectués avant cette date. À la fin de 1997, les ressources connues se chiffraient à quelque 14 000 millions de m^3. On a donc estimé dans cette étude que les ressources non découvertes de pétrole en place du BSOC s'élèvent à 2 000 millions de m^3, s'agissant du pétrole léger et du pétrole lourd classiques.

Le tableau 2.1 présente les résultat comparatifs des trois études.

TABLEAU 2.1

Sommaire comparatif d'études antérieures

	CGC 1988	CGC 1998	Bowers 2000
Pétrole en place découvert (10^6m^3)	7 377	12 547	14 000
Gisements découverts	3 300	7 142	s/o
Pétrole en place non découvert (10^6m^3)	1 874	6 958	2 000
Gisements non découverts	4 000	18 000	s/o
Pétrole en place total (10^6m^3)	9 251	19 505	16 000

3. Méthodologie

Le présent chapitre décrit les analyses géologiques, techniques et économiques utilisées et fournit un aperçu du processus de consultation.

3.1 Aperçu de l'analyse des données géologiques

L'ONÉ a eu recours à un modèle du processus de découverte pour établir ses estimations du potentiel non découvert des zones pétrolières géologiques. Des données de la fin de 1998 ont été utilisées pour la Colombie-Britannique, l'Alberta et le Manitoba et des données de la fin de 1997 pour la Saskatchewan.

Dans la présente évaluation, on a adopté les zones pétrolières géologiques telles que définies par la CGC dans son rapport de 1998, généralement sans révision. Pour chaque gisement découvert dans chacune des zones pétrolières analysées, le volume du pétrole en place a été inscrit dans un tableur, ainsi que le nom du champ, le nom du gisement, la date de découverte et la densité. Cette information a ensuite été fournie à la CGC pour traitement au moyen de son modèle du processus de découverte, à savoir PETRIMES. Les données de sortie de PETRIMES étant incohérentes sur une base statistique, l'Office a accepté la recommandation subséquente de la CGC, soit d'utiliser la méthode axée sur les données géologiques. Ses données de sortie fournissent une fourchette de volumes de pétrole en place pour chaque gisement non découvert. Afin de compléter l'évaluation du bassin, l'Office a appliqué à chaque gisement non découvert l'estimation de la taille moyenne du gisement. À l'instar de tout modèle, la fiabilité des données de sortie est tributaire de la fiabilité des données d'entrée. Bien que l'Office ait déployé des efforts considérables pour valider les données d'entrée utilisées, on a considéré que l'analyse stratigraphique détaillée intensive requise pour valider chaque gisement était au-delà de la portée de la présente analyse. Aussi a-t-il fallu s'appuyer sur l'analyse et les conventions de nomenclature des organismes provinciaux. On a constaté en général que les données de sortie du modèle du processus de découverte penchent vers la prudence, de sorte que le véritable potentiel est peut-être légèrement supérieur à celui qui est énoncé dans le présent rapport.

3.2 Aperçu de l'analyse des données de réservoirs

Les taux de récupération des gisements découverts sont tirés des bases de données provinciales. Ces taux se rapportent essentiellement à la récupération primaire dans les gisements de pétrole lourd, mais certains se rapportent à la récupération assistée. À ce jour, la composante assistée qui est appliquée aux gisements de pétrole lourd se limite aux projets d'expansion par injection d'eau et à certains projets thermiques. Les estimations des propriétés des roches réservoirs et autres paramètres techniques s'appuient sur la supposition que des gisements de taille semblable dans la même zone pétrolière géologique présenteraient des caractéristiques semblables. Un taux de récupération a été attribué à chaque gisement non découvert par comparaison avec les gisements

déjà découverts, cela au moyen d'un processus de comparaison des données utilisant des informations versées dans les bases de données provinciales actuelles.

L'Office a également estimé la mesure dans laquelle les taux de récupération s'amélioreront dans le temps en s'appuyant sur la supposition qu'une récupération plus efficace et plus économique sera rendue possible par l'amélioration des pratiques d'exploitation et par l'apparition de nouvelles technologies. L'amélioration future des taux de récupération présente deux composantes. La première représente la contribution à l'amélioration de la récupération consécutive à l'application de technologies actuelles commercialement éprouvées, essentiellement l'utilisation de forages de comblement avec puits horizontaux et verticaux, l'amélioration des pratiques de production et l'amélioration et l'extension des projets d'expansion par injection d'eau et injection de vapeur. Aussi des critères de sélection ont-t-ils été appliqués à chaque gisement non découvert selon la zone pétrolière géologique, le type de pétrole attendu, la lithologie et d'autres paramètres des roches réservoirs tels que décrits dans Bowers et Drummond, 1997[1]. La seconde composante est plus spéculative; elle renvoie à la contribution potentielle de technologies qui ne sont pas encore commercialement éprouvées dans le cas des gisements de pétrole lourd classique, telles que le drainage par gravité au moyen de la vapeur (DGV) et l'extraction par vapeur de solvants (VAPEX), ainsi que de technologies futures qui en sont à différentes étapes de recherches et celles qui n'ont peut-être pas encore été conçues.

3.3 Aperçu de l'évaluation du coût d'approvisionnement

L'Office a réalisé une analyse économique des volumes restants de pétrole récupérable dans les gisements découverts et des volumes estimés de pétrole récupérable dans les gisements non découverts en fonction des coûts d'approvisionnement en amont. L'analyse du coût d'approvisionnement est un calcul financier comportant diverses suppositions économiques et portant notamment sur les taux d'escompte, les valeurs actuelles nettes, les risques inhérents aux projets et le facteur temps. On définit le coût d'approvisionnement comme le coût moyen par unité de production pendant la durée de vie du projet; il comporte un taux de rendement au producteur après impôt de 10 pour cent. Il comprend des coûts d'investissement liés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production, des coûts d'exploitation fixes et variables, des redevances et des impôts. Les coûts de transport vers les marchés ne sont pas inclus. Les coûts d'approvisionnement ont été calculés au moyen du modèle du Programme d'évaluation économique du pétrole canadien (PÉÉP) de Merak. L'analyse du coût d'approvisionnement détermine la taille-seuil que doit atteindre un gisement de puits individuel pour être rentable.

3.4 Analyse des données géologiques

3.4.1 Données d'entrée

Les données sur le pétrole en place utilisées dans l'évaluation de l'Office ont été obtenues à partir des bases de données sur les réserves des gouvernements provinciaux respectifs. On distingue trois catégories de données : les gisements identifiés, les gisements potentiels de l'Alberta et les gisements divers de la Saskatchewan.

1 Bowers, B., et Drummond, K.J., 1997, *Conventional Crude Oil Resources of the Western Canada Sedimentary Basin*, paru dans le Journal of Canadian Petroleum Technology, Volume 36, n° 2, février 1997.

L'information sur les gisements identifiés correspond aux données sur les réserves qui sont spécifiques à chaque gisement découvert et reconnu. Dans la plupart des cas, la base de données fournit le nom du champ, le nom du gisement, la quantité originelle de pétrole en place, le taux de récupération primaire, le taux de récupération assistée, le taux de récupération global, les réserves primaires, les réserves assistées, les réserves totales, la production cumulative (jusqu'à la fin de l'année 1997 ou 1998), les réserves restantes, la superficie du gisement, la zone productive nette, la porosité, la saturation en eau, le volume de formation ou le facteur de retrait, la densité, la profondeur et l'année de découverte.

Dans les cas où les gisements étaient mélangés, l'information sur les gisements a été subdivisée au niveau des gisements constituants individuels et chaque gisement constituant a été attribué à sa zone pétrolière respective. Par exemple, s'il y avait mélange de composantes Rundle et crétacée dans un gisement, la partie du pétrole en place appartenant à la zone Rundle a été comptabilisée comme un gisement dans sa zone Rundle appropriée et la partie crétacée a été comptabilisée comme un gisement dans sa zone crétacée appropriée. La proportion assignée à chaque gisement a été obtenue dans les bases de données provinciales ou calculée en comparant la taille respective de chaque gisement constituant à la taille globale du gisement mélangé. Pour la Saskatchewan, les parties unitaires et non unitaires des gisements ont été combinées et les données ont été attribuées à un gisement unique dans sa zone appropriée. Dans les cas où le gouvernement provincial a attribué un gisement au Groupe général de Blairmore ou Mannville, l'ONÉ a examiné l'information géologique afin d'attribuer le gisement à l'intervalle stratigraphique approprié. L'attribution d'un gisement à la catégorie pétrole léger ou pétrole lourd était tributaire de l'organisme gouvernemental provincial concerné. L'Office a considéré comme lourds les gisements considérés comme lourds en Colombie-Britannique ou en Alberta ainsi que les gisements considérés comme moyens ou lourds en Saskatchewan. On a considéré comme léger le pétrole de l'ensemble des gisements manitobains, quelle que soit leur densité.

L'ONÉ a eu accès à des informations sur les gisements potentiels en Alberta grâce au Common Reserves Database Agreement (entente relative à une base de données sur des réserves communes), entente conclue entre l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) et l'ONÉ. Cette information a été recueillie par l'EUB et l'ONÉ au cours du processus d'évaluation interne qui est effectué pour tous les puits de la province. Il incombe aux évaluateurs de déterminer si les ressources potentielles d'une zone sont constituées de pétrole léger ou lourd, de bitume ou de gaz naturel. Les informations recueillies comprennent le nom du champ, l'emplacement du puits, le nom de la zone, la profondeur, la zone productive nette, la porosité, la saturation en eau et la date de forage. Pour la présente étude, l'ONÉ a attribué une superficie nominale à chaque découverte potentielle et un facteur de retrait représentatif de cette zone dans cette partie de la province. En général la superficie attribuée correspond à la moitié de l'attribution minimale par la province pour cette zone dans la partie considérée de la province. À partir de ces informations, l'ONÉ a été en mesure de calculer un volume potentiel de pétrole en place pour chaque gisement potentiel. Bien que ce volume potentiel calculé ait été comptabilisé comme un gisement découvert dans le processus de modélisation, il a fallu l'ajouter au potentiel non découvert calculé et le soustraire du volume total découvert parce que les gisements potentiels ne sont toujours pas des gisements mis en valeur et confirmés. Ces gisements potentiels ont favorisé une meilleure évaluation de la distribution des gisements actuels d'une zone pétrolière donnée.

L'information sur les réserves diverses du Saskatchewan Department of Energy and Mines (SEM) présente un problème plus complexe. Pour plusieurs des formations géologiques, dans chacune de ses aires de production et de disposition et selon divers types de pétrole, le SEM réalise un listage des réserves diverses. Ce listage comprend les mêmes informations sur les réserves que celles qui sont consignées dans les informations sur les gisements désignés. Le listage est dynamique, aussi le

volume des réserves consigné est-il susceptible de varier considérablement chaque année, en augmentation ou en diminution, selon les événements. Les réserves représentent une compilation de données sur un certain nombre de gisements à puits unique, des puits abandonnés et des gisements en attente de reconnaissance entière par le SEM. Afin de pouvoir tenir compte de ces volumes, l'ONÉ a déterminé le nombre de puits productifs de chaque zone en Saskatchewan qui n'avaient pas été attribués à des gisements pétrolifères désignés. Ces puits ont ensuite été regroupés selon des critères géographiques de telle manière que si deux puits sont distants l'un de l'autre de moins d'une section, ils ont été considérés comme constituant un gisement unique. On a ensuite attribué un volume en place à ces gisements regroupés en supposant une distribution normale. La somme des volumes en place attribués à l'ensemble des gisements regroupés dans une zone donnée équivaut au volume en place attribué à cette catégorie de gisements divers par le SEM.

3.4.2 Modélisation géologique

Au départ, la CGC avait inscrit uniquement les données sur les gisements identifiés de pétrole lourd (pétrole en place et date de découverte) dans son modèle du processus de découverte PETRIMES. Or la CGC a considéré que les résultats de sortie fournis par PETRIMES étaient statistiquement suspects. Les interrogations sur la question de savoir pourquoi les résultats sont suspects s'articulaient autour de deux problèmes : les données d'entrée et l'historique de la découverte.

L'inclusion de données portant uniquement sur les pétroles lourds peut biaiser les données pour certaines zones pétrolières, car la définition du pétrole lourd varie de part et d'autre des frontières provinciales. En outre, le fait que les classifications sont susceptibles de changer de temps à autre selon les conditions de commercialisation et de transport peut également influer sur la qualité des données.

L'historique de la découverte de pétrole lourd a été de nature sporadique dans le BSOC. Les niveaux d'activité de l'industrie pétrolière traduisent la profitabilité de la production de pétrole lourd, laquelle est très sensible au prix du pétrole brut et au différentiel de prix relatif entre le pétrole brut léger et lourd. Lorsque la production de pétrole lourd est profitable, l'industrie pétrolière réagit en forant un grand nombre de puits. Or le modèle PETRIMES est partiellement tributaire de la chronologie des découvertes, car il suppose notamment que les plus gros gisements tendent à être découverts tôt dans l'historique du développement. Les cycles emballement-effondrement de l'exploitation du pétrole lourd sont susceptibles d'influer sur cette supposition, puisque l'exploration peut être retardée par les cycles économiques.

La CGC a alors recommandé l'utilisation de son modèle du processus de découverte axé sur la géologie. Ce modèle ne fait pas de suppositions sur la configuration de la distribution de la taille des gisements, mais il suppose que la probabilité de découverte d'un gisement est proportionnelle à sa taille. En général cette méthode prédit les ressources contenues dans l'intervalle constitué par les plus grands et les plus petits gisements découverts. La méthode axée sur la géologie est une variante de la méthode Arps-Roberts qui a été élaborée au départ pour le bassin de Denver au Colorado. Aussi le modèle axé sur la géologie prédira-t-il la présence d'un nombre considérable de petits gisements non découverts lorsque de petits gisements sont présents dans la distribution. Un des avantages de ce procédé est qu'il permet de traiter un léger mélange de la population dans une zone pétrolière donnée. Ce mélange peut résulter soit de l'inclusion de gisements appartenant plutôt à une zone pétrolière différente, soit du mélange de gisements à pétrole léger et à pétrole

lourd. Les lecteurs sont renvoyés aux articles de Kaufman, 1986[1], et de Chen & Sinding-Larsen, 1997[2], où l'on trouvera une description de cette méthode. Jusqu'à la fin du présent rapport, un « gisement » est défini comme toute accumulation de pétrole brut dans le sol quelles que soient ses dimensions.

La deuxième modélisation de la CGC a utilisé comme données d'entrée pour le modèle axé sur la géologie l'information sur les gisements identifiés et potentiels tant pour les gisements à pétrole léger que pour ceux à pétrole lourd. Cette fois la CGC a estimé que les données de sortie étaient statistiquement valables. Toutefois, un examen plus approfondi des zones pétrolières en Saskatchewan a mis en évidence une nouvelle difficulté. Dans le cas des zones pétrolières de fort volume divers, les estimations engendrées sur les ressources non découvertes étaient insuffisantes pour rendre compte des volumes divers déjà découverts de pétrole en place. Afin de supprimer cette difficulté, il a été nécessaire d'inclure l'information relative aux gisements divers dans la catégorie ressources découvertes des données d'entrée.

La dernière modélisation de la CGC a utilisé comme données d'entrée pour le modèle axé sur la géologie l'information sur les gisements identifiés, potentiels et divers, s'agissant des gisements de pétrole léger et de pétrole lourd (c'est-à-dire la totalité des gisements de la zone). Les données de sortie de cette modélisation ont été subdivisées en composantes pétrole léger et pétrole lourd. Les données de sortie sur le pétrole lourd utilisées dans le présent rapport correspondent à la somme des valeurs moyennes générées pour chaque gisement non découvert dans chaque zone pétrolière .

3.5 Analyse des données de réservoirs

La méthodologie utilisée par l'Office se fonde sur l'analyse statistique des propriétés des réservoirs. Pour l'essentiel, le processus consiste à associer les données sur les propriétés des réservoirs aux groupes ou catégories qui sont compatibles avec le modèle de zone pétrolière géologique et à utiliser ensuite cette information pour appliquer les propriétés des réservoirs appropriées aux gisements non découverts (tableau 3.1).

Étant donné que seuls les volumes de pétrole en place de chaque zone pétrolière ont été modélisés dans le modèle géologique, les propriétés relatives à la couche réservoir de chaque gisement sont fondées sur les plus récentes bases de données sur les réserves émanant des organismes provinciaux. Les facteurs de récupération du pétrole et les paramètres des réservoirs, qui ont été classés selon le type de pétrole brut et le mécanisme de récupération, ont été analysés statistiquement dans le but de déterminer les facteurs de récupération du pétrole des futures découvertes à partir de l'ensemble des gisements non découverts.

Les résultats du modèle géologique ont été répartis en deux groupes : gisements découverts et gisements non découverts. Les gisements découverts sont mis de pair avec les informations correspondantes sur les réservoirs fournies par les bases de données provinciales et des informations appropriées sur les réservoirs de gisements de taille semblable sont attribuées aux gisements non découverts correspondants. Les gisements dont le volume de pétrole en place est supérieur à la valeur minimale sont inclus à des fins d'évaluation ultérieure.

La production future proviendra des ressources récupérables des gisements découverts et des gisements non découverts. Cette production future comprend les volumes attribuables à la

1 Kaufman, G.M., *Finite Population Sampling Methods for Oil and Gas Resource Estimation*, 1986.

2 Chen, Z. et Sinding-Larsen, *Estimating Petroleum Resources Using the Geo-Anchored Method - A Sensitivity Study*, Natural Resources Research Vol. 8, n° 1, 1999, pp. 49-58.

TABLEAU 3.1

Méthodologie d'analyse des données de réservoirs

1	Élaborer une base de données à partir des informations sur les données de réservoirs des bases de données provinciales.
2	Analyse statistique des taux de récupération du pétrole et des paramètres des réservoirs selon le type de pétrole brut et le mécanisme de récupération.
3	Répartir les résultats de sortie du modèle géologique en deux groupes : gisements découverts et gisements non découverts.
4	Collationner les informations sur les réservoirs de la base de données (étape 1) et les informations sur les gisements découverts correspondants.
5	Attribuer les propriétés de réservoirs des gisements découverts tirées de la base de données (étape 1) aux gisements non découverts de taille semblable (étape 3).
6	Supprimer aux fins d'évaluation ultérieure les gisements non découverts de l'étape 5 qui sont plus petits que la limite seuil pour l'exploitation future des gisements.
7	Déterminer les volumes récupérables restants des gisements découverts.
8	Estimer les volumes récupérables des gisements non découverts restants.
9	Estimer pour chacun des gisements découverts et non découverts les volumes récupérables supplémentaires possibles selon les critères de sélection pour la récupération améliorée.
10	Estimer les volumes récupérables supplémentaires possibles consécutifs à l'utilisation de nouvelles technologies éprouvées et aux améliorations résultant de meilleures pratiques de production.
11	Analyser les résultats des étapes 6 à 9 en s'appuyant sur la répartition de la taille des gisements.

récupération améliorée; cette dernière est constituée de deux composantes. La première représente la contribution à l'amélioration de la récupération consécutive à l'application de technologies actuelles commercialement éprouvées, essentiellement l'utilisation de forages de comblement avec puits horizontaux et verticaux, l'amélioration des pratiques de production et l'amélioration et l'extension des projets d'expansion par injection d'eau et injection de vapeur. Aussi des critères de sélection ont-t-ils été appliqués à chaque gisement non découvert selon la zone pétrolière géologique, le type de pétrole attendu, la lithologie et d'autres paramètres des roches réservoirs tels que décrits dans Bowers et Drummond, 1997. La deuxième composante est plus spéculative; elle renvoie à la contribution potentielle de technologies qui ne sont pas encore commercialement éprouvées dans le cas des gisements de pétrole lourd classique, telles que le drainage par gravité au moyen de la vapeur (DGV) et l'extraction par vapeur de solvants (VAPEX), ainsi que de technologies futures qui n'ont peut-être pas encore été conçues. Le potentiel respectif de ces composantes a été évalué au moyen des données de réservoirs et de production, des critères de sélection pour la récupération assistée et des lignes directrices établies concernant les taux de récupération. Les résultats font l'objet d'une analyse plus approfondie pour que les effets de la distribution des tailles des gisements puissent être déterminés.

3.6 Aperçu du processus consultatif

L'Office a utilisé les résultats des évaluations géologiques et techniques afin d'élaborer les estimations préliminaires des ressources non découvertes et de réaliser une évaluation préliminaire des volumes récupérables sur la base des technologies et des pratiques de production actuelles. On a ensuite demandé aux organismes gouvernementaux provinciaux concernés, aux organismes de recherche pétrolière et aux sociétés oeuvrant activement à l'exploration et à la production du pétrole de commenter les estimations de ressources de l'Office. Après examen des commentaires

des parties sollicitées, l'Office a élaboré des estimations définitives, notamment sur l'amélioration future de la récupération.

3.7 Évaluation du coût d'approvisionnement

L'analyse des aspects économiques de l'exploration et du développement du pétrole lourd classique a fait largement fond sur la profusion d'informations et de données générales disponibles sur les puits et la production. On a eu recours à des analyses statistiques et graphiques de ces données afin d'élaborer des profils de production moyens ou représentatifs des puits, selon la zone pétrolière géologique et la catégorie de récupération des puits, profils qui ont ensuite été utilisés pour engendrer des courbes du coût d'approvisionnement (tableau 3.2).

3.7.1 Profils de puits représentatifs

La production a été analysée essentiellement selon les pratiques de production primaire ou de production du pétrole lourd à froid. Les problèmes liés à la production du pétrole lourd comprennent les défaillances d'équipement fréquentes, les difficultés de forage des puits, l'évacuation de l'eau salée et l'évacuation du sable. Ces dernières années, les innovations technologiques qui ont été développées pour affronter ces problèmes (notamment des techniques de complétion innovatrices, l'optimisation du pompage et les systèmes de surveillance et de contrôle de surface) ont contribué significativement à la réduction des coûts d'approvisionnement en pétrole lourd classique.

De nombreuses données sur la production ont été examinées à des fins de vérification de leur qualité. Bien que chaque puits possède un nombre de caractéristiques de production qui lui sont propres, la plupart des puits ont suivi une courbe de tarissement exponentiel semblable, lorsque le taux de production est tracé en fonction du temps (figure 3.1). Des courbes représentant la production cumulative en fonction du temps ont aussi présenté des configurations similaires pour des puits différents. En général, les puits ont une durée de vie inférieure à dix ans. Plus de 50 pour cent de la production cumulative est extrait pendant les deux premières années d'exploitation et environ 80 pour cent pendant les quatre premières années. Les paramètres d'un profil de puits représentatif (figure 3.2) ont été déterminés en s'appuyant sur les configurations de tarissement

TABLEAU 3.2

Méthodologie d'évaluation du coût d'approvisionnement

1	Évaluer la performance des puits échantillonnés individuels afin d'établir des profils de puits représentatifs. Les facteurs de performance considérés ont été les suivants : taux mensuels, teneurs en pétrole, teneurs en eau et production cumulative.
2	Établir des profils de production pour les puits représentatifs selon les diverses catégories de taux de production.
3	Établir le profil de distribution pour chaque catégorie de récupération des puits, dans chaque zone pétrolière géologique.
4	Établir la distribution de fréquences cumulative pour chaque type de zone pétrolière.
5	Déterminer le coût d'approvisionnement pour chaque catégorie de récupération des puits.
6	Déterminer le coût d'approvisionnement pour chaque zone pétrolière géologique.
7	Tracer la courbe du coût d'approvisionnement pour chaque zone géologique.
8	Tracer la courbe du coût d'approvisionnement global pour le pétrole lourd classique.

FIGURE 3.1

Performance de puits représentatif

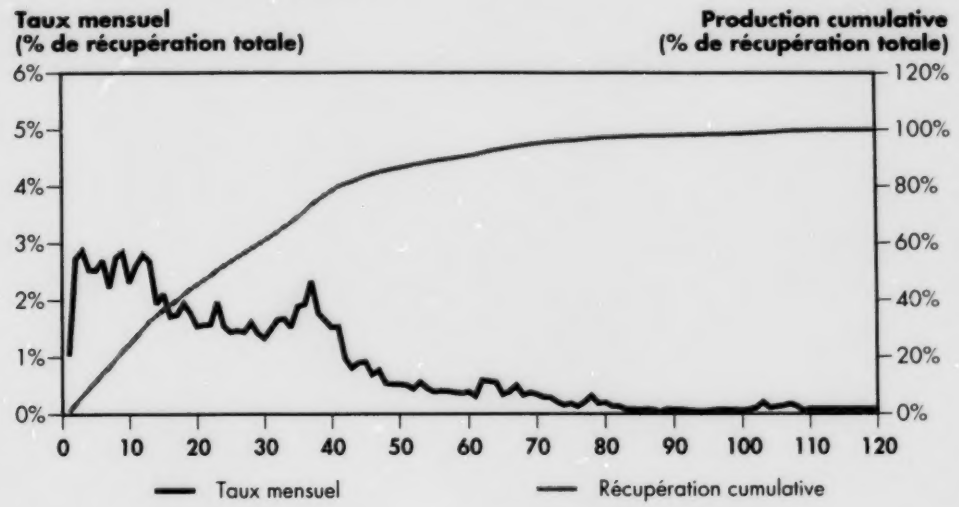
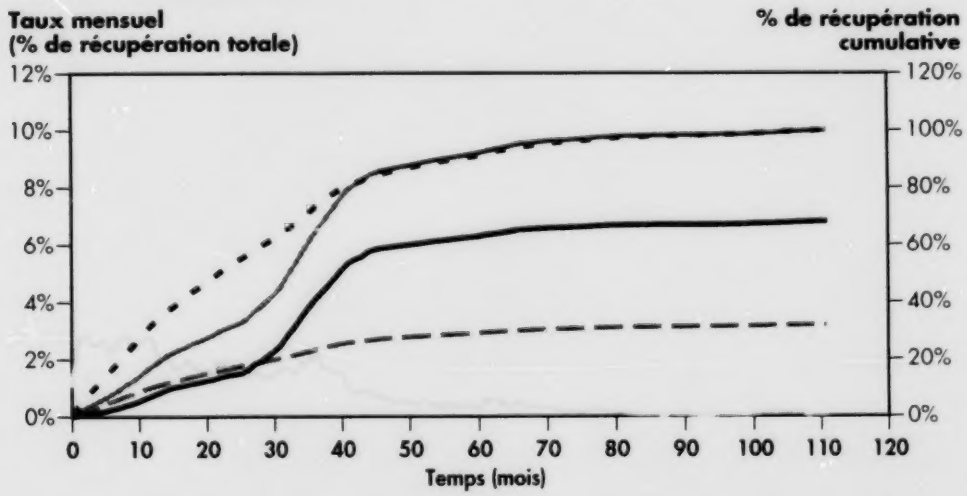


FIGURE 3.2

Profil de puits représentatif



Taux de pétrole – % de la récupération totale

Teneur cumulative en pétrole

Teneur cumulative en eau

Récupération cumulative de fluides

Récupération cumulative de pétrole

commun décrites ci-dessus. Les profils de production représentatifs ont été utilisés afin de générer des taux de production mensuelle de pétrole et d'eau comme données d'entrée pour le calcul du coût d'approvisionnement. Un taux de production de sable de deux pour cent a été supposé pour l'établissement du coût d'approvisionnement.

3.8 Présentation des données

Dans les chapitres qui suivent, les données d'entrée, le résumé des données de sortie et l'analyse sont présentés comme suit pour chaque zone pétrolière :

- une carte indiquant l'emplacement géographique, sur laquelle est signalée toute information géologique pertinente;
- une fiche technique (dans un format conçu par le Comité canadien du potentiel gazier), contenant des informations sur les ressources découvertes et non découvertes, les valeurs minimum, maximum et moyenne des paramètres des réservoirs primaires et des informations sur les gisements individuels dans le cas des gisements découverts les plus importants et des 40 gisements non découverts les plus importants. Veuillez noter que les volumes récupérables figurant sur les fiches techniques reflètent la portion que l'on peut récupérer en utilisant les technologies et pratiques de production actuelles;
- un tableau sommaire, présentant les valeurs totales pour les données d'entrée et de sortie et une ventilation, pour chaque catégorie de taille, de la taille des gisements non découverts et des estimations des ressources non découvertes totales (aucune correction n'a été apportée à ce tableau pour tenir compte des gisements potentiels);
- un graphique de classement montrant la répartition des 50, 100 ou 200 gisements les plus importants d'une zone pétrolière donnée, selon le nombre de gisements projetés pour ce gisement. Ce graphique indique l'emplacement le plus susceptible des plus grands gisements manquants ou non découverts par rapport aux plus grands gisements découverts. Les lecteurs qui désirent visualiser la distribution complète peuvent créer le graphique à l'aide des données d'entrée et de sortie disponibles sur le site Web de l'Office;
- un graphique de corrélation montrant la zone productive nette et la superficie des gisements découverts en fonction de la taille des gisements. Ce graphique fournit des indications générales sur les caractéristiques de zone productive nette et de superficie que pourraient présenter un gisement non découvert de taille donnée. Il est extrêmement peu probable que la superficie ou la zone productive nette d'un gisement récemment découvert correspondent exactement aux valeurs projetées de ces mêmes paramètres. Ce graphique de corrélation a pour fonction de servir de repère de référence pour la taille projetée des gisements.
- Le site Web de l'Office (www.neb-one.gc.ca) contient les fichiers de données de sortie mis à sa disposition par la CGC. On peut y accéder par le biais de la version électronique du présent rapport sous la rubrique Aperçu de la situation énergétique, Évaluation (ressources énergétiques). Ce fichier renferme les données d'entrée, les données de sortie, y compris la plage des valeurs de chaque gisement non découvert, et les valeurs totales des ressources des gisements découverts et non découverts (aucune correction n'a été apportée à ce fichier de données de sortie pour tenir compte des gisements potentiels).

4. Résultats sur les zones pétrolières du domaine carbonifère

4.1 Aperçu géologique[1]

Dans le BSOC, il y avait deux principales aires de dépôt au Carbonifère - la baie de Peace River dans le Nord-ouest de l'Alberta et le bassin de Williston, qui s'étendait du Sud-est de l'Alberta au Sud-ouest du Manitoba, au Canada. La région intermédiaire, celle de la plate-forme albertaine, était occupée par une plate-forme d'eau peu profonde. Les aires de dépôt se sont rétrécies à mesure que s'accroissait la superficie de la plate-forme. La formation de sédiments sur la plate-forme a été périodiquement interrompue par l'exposition en surface et par l'érosion ultérieure.

La section carbonifère a été subdivisée selon le lithotype et l'historique de la sédimentation en unités inférieure, médiane et supérieure. L'unité inférieure se compose des dépôts de deux séquences de profondeur décroissante vers le haut issues d'événements transgressifs à régressifs. L'unité médiane comprend des sédiments de multiples événements transgressifs à régressifs. En général, les dépôts des aires de plate-forme commencent par des calcaires granuleux (grainstones) bioclastiques de haute énergie, les aires de bassin passant de shales à des évaporites. Dans la région du bassin de Williston, les sédiments de plate-forme empiètent sur les dépôts de pente et sont interdigités avec ces derniers. Dans la région de la baie de Peace River, les sédiments de plate-forme sont sus-jacents à la formation de Banff ou sont interdigités avec les dépôts de pente de la formation de Prophet située plus à l'ouest.

Les occurrences de pétrole léger et de pétrole lourd de ces zones pétrolières sont piégées sous des discordances au niveau de la troncation nord-est des sédiments carbonatés de plate-forme et dans des lambeaux d'érosion. Les roches réservoirs sont généralement constituées de grainstones et de packstones dolomitisés. L'étanchéité est fournie par des roches continentales et marines disposées verticalement ou latéralement et par une cimentation des discordances. Dans le cas des gisements situés an aval-pendage de la bordure de sous-affleurement, les matériaux étanches sont constitués de carbonates ou d'évaporites de marée chapeautant chaque cycle transgressif-régressif. Les zones de pétrole lourd dont il est question dans ce chapitre sont situées dans les unités inférieure et médiane, présentes sur l'ensemble de la plate-forme albertaine et du bassin de Williston.

4.2 Région de la plate-forme albertaine

La région de la plate-forme albertaine s'étend du Sud-est de l'Alberta au Nord-est de la Colombie-Britannique et jusque dans les Territoires du Nord-Ouest; elle ne comprend pas la région de l'arche de Peace River, qui ne contient que des zones à pétrole léger. Les zones de

1 Cette description géologique et les descriptions géologiques subséquentes, ainsi que les descriptions des zones sont fondées sur des descriptions contenues dans le document public de la CGC 3674.

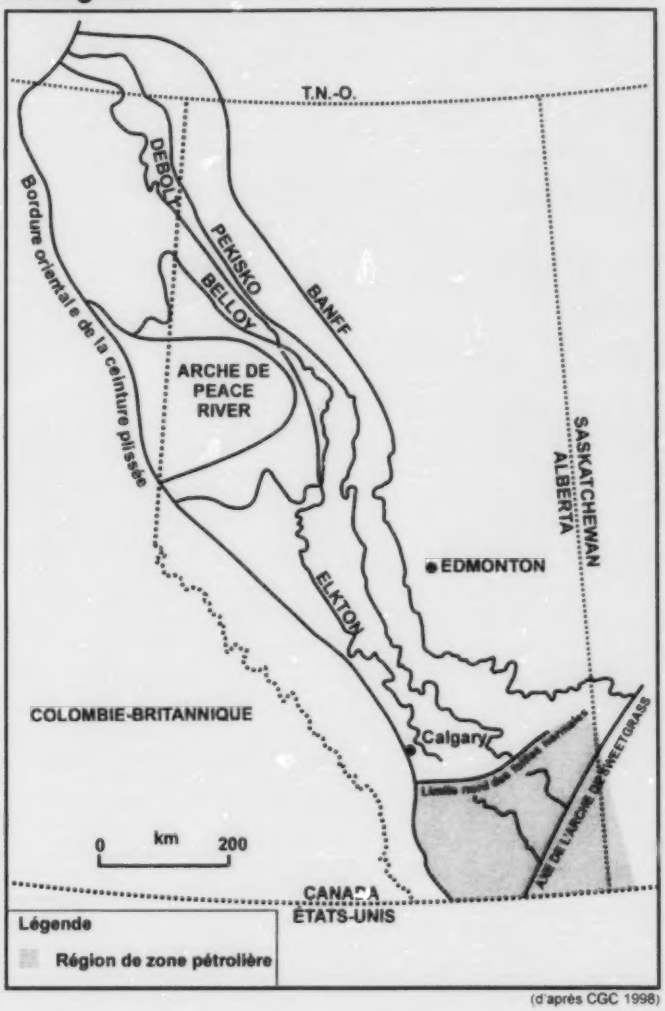
pétrole lourd incluses dans cette région sont la zone de Rundle-arche de Sweetgrass et celle du sous-affleurement mississippien.

4.2.1 *Zone pétrolière de Rundle-arche de Sweetgrass*

Cette zone comprend tous les gisements inclus dans les carbonates du Groupe de Rundle, gisements qui sont présents dans des pièges structuraux et des pièges mixtes structuraux-stratigraphiques. Cette zone pétrolière recouvre le Sud de l'Alberta et l'extrême Sud-ouest de la Saskatchewan (figure 4.1). Elle s'étend de la zone plissée des Foothills vers l'est, par-dessus l'arche de Sweetgrass, et vers le nord jusqu'à la limite des failles normales et la bordure du sous-affleurement de la formation de Pekisko. On suppose que les shales de Bakken et d'Exshaw constituent les roches mères du pétrole de ces gisements. La plupart des gisements découverts renferment du pétrole lourd.

FIGURE 4.1

Région de la zone pétrolière de Rundle-arche de Sweetgrass



(d'après CGC 1998)

L'évaluation de l'Office est basée sur une estimation de pétrole en place découvert de 11,2 millions de m^3 trouvés dans 55 gisements identifiés (tableau 4.1). Ont été ajoutés à cela 18 gisements potentiels, contenant 0,8 million de m^3 de pétrole en place, pour mieux définir de quelle façon la zone se répartit selon le modèle axé sur la géologie (tableau 4.2). Il n'y a aucun gisement divers identifié pour cette zone pétrolière. Le modèle projette que 484 gisements non découverts supplémentaires existent. On s'attend à ce qu'ils contiennent 23,3 millions de m^3 de pétrole en place. Les gisements projetés incluent 54 gisements qui devraient contenir plus de 100 000 m^3 de pétrole en place chacun; ces derniers comptent pour environ la moitié de tout le potentiel non découvert. L'évaluation des ressources totales est de 35,3 millions de m^3, dont 68 pour cent n'étaient pas encore découverts à la fin de l'année 1998.

On s'attend à ce que le plus important gisement non découvert soit classé deuxième de la zone, avec un volume de 1,1 million de m^3 en place, derrière le gisement Pekisko A de Princess, qui renferme

TABLEAU 4.1

Zone de Rundle – Lourd, arche de Sweetgrass, Sud de l'Alberta et Saskatchewan

Gisements découverts					Gisements non découverts			Ressources totales			
Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Production cumulative	Ressources restantes	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Découverts et non découverts restants
	Milliers de mètres cubes					Milliers de mètres cubes			Milliers de mètres cubes		
55	11 218	1 111	865	345	502	24 089	1 662	557	35 307	2 872	2 007

PARAMÈTRES DES COUCHES RÉSERVOIRS DES GISEMENTS DÉCOUVERTS

Réserves découvertes selon la province ($10^3 m^3$)			Profondeur à partir du CE (mètres)			Zone productive nette (mètres)			Année de découverte
Alberta	831		Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	1966
Saskatchewan	380		1047	880	1720	6,8	1,1	23,8	
Porosité (fraction)			Superficie (ha)			Saturation en pétrole (fraction)			% non découvert
Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	68
0,12	0,05	0,3	51,2	8	544	0,62	0,25	0,85	

Informations sur les gisements individuels

Gisements découverts ($10^3 m^3$)					Gisements non découverts ($10^3 m^3$)				
Classement	Nom du champ - gisement		Date	PEPI	Nombre	Classement	PEPI	Cumulatif	% cumulatif
1	PRINCESS	PEKISKO A	19470805	1712,0	1	2	1072	1072	4
3	RANGEVIEW EAST (SK)	MADISON	19941211	816,7	2	7	581	1653	7
4	RANGEVIEW (SK)	MADISON	19940216	809,6	3	9	479	2132	9
5	BATTLE CREEK (SK)	MADISON	19660813	792,6	4	11	407	2539	11
6	BANTRY	PEKISKO G	19721122	620,0	5	13	357	2896	12
8	TABER SOUTH	TURNER VALLEY A	19860510	505,0	6	15	324	3220	13
10	SUFFIELD	PEKISKO A	19880607	431,0	7	17	299	3519	15
12	BANTRY	PEKISKO L	19780000	360,0	8	19	278	3797	16
14	HAYS	LIVINGSTONE A	19960210	325,0	9	21	258	4055	17
16	Little Bow (poll)		19810823	308,7	10	22	249	4304	18
18	BANTRY	PEKISKO I	19830315	303,0	11	24	231	4535	19
20	BROOKS	PEKISKO A	19960209	268,0	12	25	224	4759	20
23	JENNER	PEKISKO G	19910124	234,0	13	26	211	4970	21
27	DIVIDE (SK)	MADISON	19951026	208,3	14	28	201	5171	21
30	JENNER	PEKISKO M	19901212	196,0	15	29	196	5367	22
32	ATLEE-BUFFALO	BANFF A	19820108	188,0	16	31	190	5557	23
33	PRINCESS	PEKISKO G	19910803	187,0	17	34	184	5741	24
38	JENNER	PEKISKO F	19861213	174,0	18	35	182	5923	25
40	BANTRY	PEKISKO B	19760728	172,0	19	36	179	6102	25
42	BANTRY	PEKISKO K	19840306	168,0	20	37	175	6277	26
46	BANTRY	PEKISKO N	19800917	160,0	21	39	173	6450	27
51	PRINCESS	PEKISKO J	19920127	150,0	22	41	169	6619	27
52	JENNER	PEKISKO I	19870811	149,0	23	43	167	6786	28
58	PRINCESS	PEKISKO L	19940518	140,0	24	44	163	6949	29
59	TABER SOUTH	LIVINGSTONE A	19920219	139,0	25	45	162	7111	30
63	JENNER	PEKISKO B	19660817	134,0	26	47	158	7269	30
66	PRINCESS	PEKISKO K	19450705	131,0	27	48	156	7425	31
70	JENNER	PEKISKO D	19710319	124,0	28	49	154	7579	31
73	BANTRY	PEKISKO J	19821219	120,0	29	50	151	7730	32
75	Red Coulee (poll)		19950821	118,2	30	53	148	7878	33
					31	54	146	8024	33
					32	55	145	8169	34
					33	56	143	8312	35
					34	57	140	8452	35
					35	60	138	8590	36
					36	61	137	8727	36
					37	62	135	8862	37
					38	64	133	8995	37
					39	65	131	9126	38
					40	67	129	9255	38

1,7 million de m^3 de pétrole en place (figure 4.2). Les informations contenues dans le graphique de corrélation donnent à penser que le plus important gisement non découvert occuperait presque 100 ha, avec une zone productive nette moyenne d'environ 10 mètres (figure 4.3). L'industrie pétrolière a indiqué que le potentiel non découvert était trop élevé. L'Office est d'avis que l'application de critères de rentabilité réduira le potentiel exploitable à un volume plus acceptable.

Selon des informations sur la production à l'échelle historique, 60 pour cent de l'ensemble des puits de cette zone ont produit moins de 5 000 m^3 chacun et 80 pour cent des puits moins de 10 000 m^3 chacun. Ces puits moins productifs n'ont fourni que 35 pour cent de la production totale. Environ 55 pour cent de celle-ci ont été fournis par les 18 pour cent de puits ayant produit de 10 000 à 20 000 m^3 chacun. On estime que les coûts d'approvisionnement pour un puits

TABLEAU 4.2

Tableau sommaire de la zone pétrolière de Rundle-arche de Sweetgrass

	Gisements découverts		Gisements non découverts	
Taille du gisement (PEP - m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)
10-100 millions	0	0	0	0
1-10 millions	1	1 712	1	1 072
100-1 000 milliers	29	8 432	53	9 775
10-100 milliers	41	1 891	380	12 044
<10 milliers	2	14	50	367
Total	**73**	**12 049**	**484**	**23 258**

FIGURE 4.2

Graphique de classement des gisements de Rundle-arche de Sweetgrass

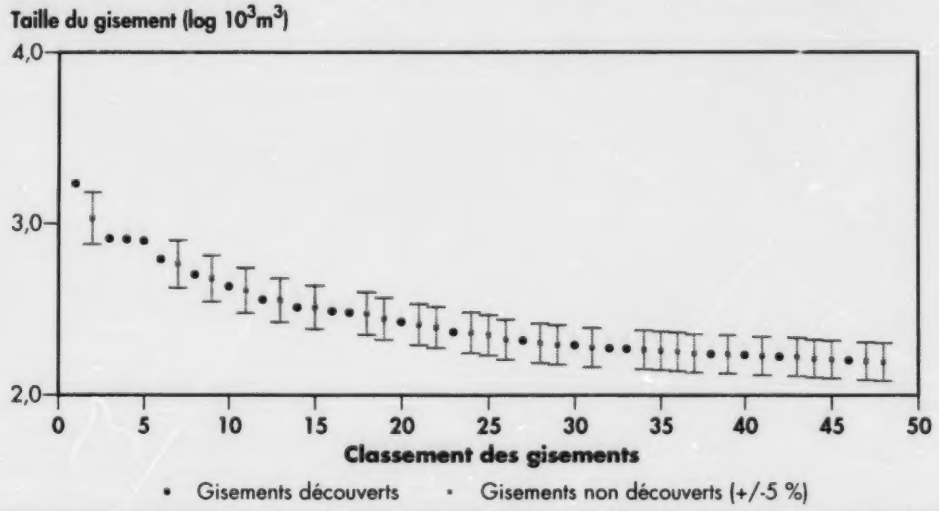
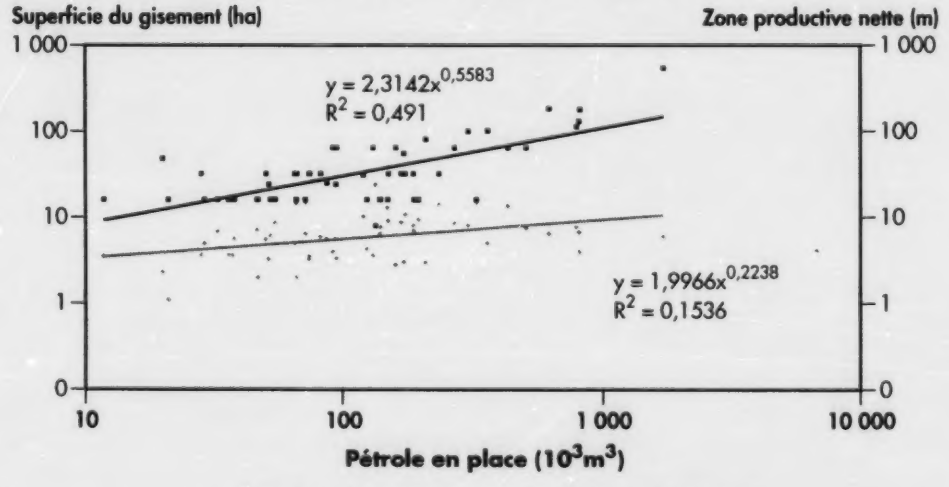


FIGURE 4.3

Graphique de corrélation de Rundle-arche de Sweetgrass



représentatif de cette zone sont de l'ordre de 80-92 $/m³, soit les troisièmes plus élevés du domaine carbonifère. (On examine les coûts d'approvisionnement au chapitre 7.)

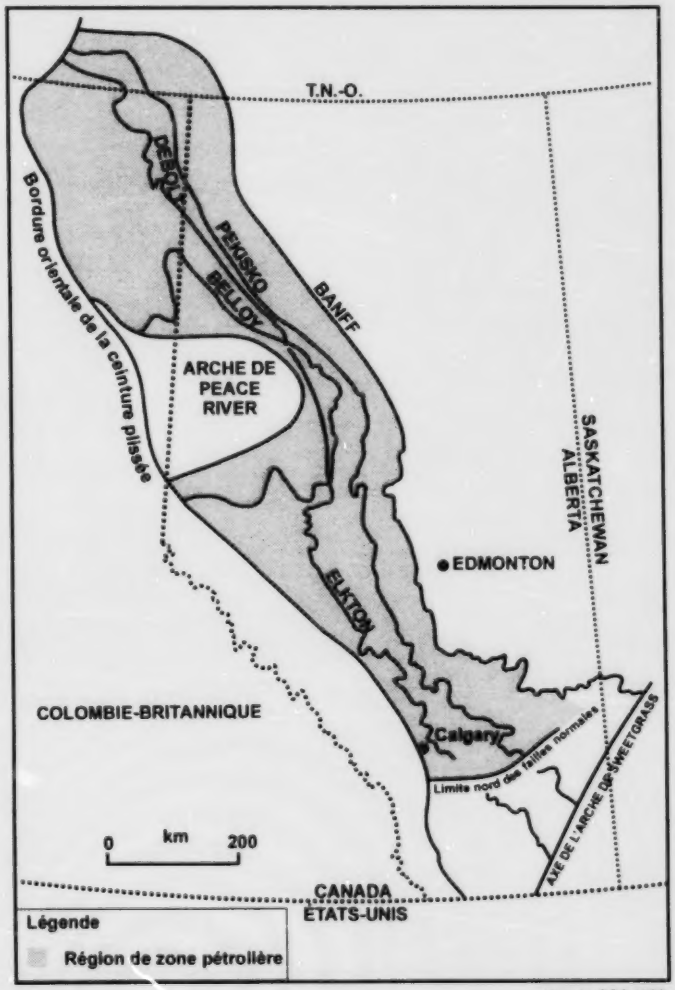
Au regard des données du rapport de 1998 de la CGC, le volume du pétrole découvert en place s'agissant du pétrole léger et du pétrole lourd s'est accru de 16,8 à 25,3 millions de m³, en raison essentiellement de découvertes récentes. De la fin de 1994 à la fin de 1998, 20 nouveaux gisements ont été découverts.

4.2.2 Zone pétrolière du sous-affleurement mississippien

Cette zone pétrolière est définie comme comprenant l'ensemble des gisements localisés dans des pièges de discordance aux bordures de sous-affleurement des formations de Banff, Pekisko, Shunda, Elkton et Debolt. Elle s'étend de la limite nord de la zone de Rundle-arche de Sweetgrass, dans le Sud de l'Alberta et le Sud-ouest de la Saskatchewan, jusqu'à la partie sud des Territoires du Nord-Ouest (figure 4.4). Elle comprend des gisements localisés dans les sédiments carbonatés situés le long de la bordure principale de sous-affleurement et dans des lambeaux d'érosion situés à l'avant de la bordure principale. La région de Peace River ne fait pas partie de cette zone. Dans celle-ci le volume de pétrole en place découvert n'est constitué qu'à 20 pour cent de pétrole lourd; la majorité des gisements de pétrole lourd est située dans les formations de Banff et de Pekisko.

FIGURE 4.4

Région de la zone pétrolière du sous-affleurement mississippien



(d'après CGC 1998)

Chaque formation se caractérise par une configuration distincte des matériaux étanches, et il est possible que soient également distinctes les roches mères du pétrole contenu. Les gisements de la formation de Banff sont scellés par des calcaires compacts de Banff, soit latéralement ou verticalement, et/ou par des

shales sus-jacents. Le pétrole provient des shales d'Exshaw ou de Banff ou de shales plus jeunes. Le piégeage latéral de la formation de Pekisko est assuré par des shales plus jeunes ou par des carbonates compacts et son piégeage vertical par des shales et des siltstones plus jeunes. On suppose que les roches mères sont des shales plus jeunes d'âge jurassique et crétacé. Les pièges des formations d'Elkton et de Debolt sont également constitués de carbonates compacts ou de shales plus jeunes. On croit que les roches mères sont des shales plus jeunes. En général, il est nécessaire qu'il y ait eu fracturation naturelle de la formation de Debolt pour que sa porosité et sa perméabilité soient suffisantes pour qu'elle renferme des gisements économiques.

L'évaluation de l'Office est basée sur une estimation de pétrole en place découvert de 58,4 millions de m^3 trouvés dans 70 gisements identifiés (tableau 4.3). Ont été ajoutés à cela 42 gisements potentiels, contenant 1,9 million de m^3 de pétrole en place, pour mieux définir de quelle façon la zone se répartit selon le modèle axé sur la géologie (tableau 4.4). Il n'y a aucun gisement divers identifié pour cette zone pétrolière. Le modèle projette que 1 238 gisements non découverts supplémentaires existent. On s'attend à ce qu'ils contiennent 162,5 millions de m^3 de pétrole en place. Les gisements projetés incluent 277 gisements qui devraient contenir plus de 100 000 m^3 de pétrole en place chacun; ces derniers comptent pour environ 80 pour cent de tout le potentiel non découvert. L'évaluation des ressources totales est de 222,9 millions de m^3, dont 74 pour cent n'étaient pas encore découverts à la fin de l'année 1998.

On s'attend à ce que le plus vaste gisement non découvert soit classé deuxième de la zone, avec 9,9 millions de m^3 de pétrole en place, derrière le gisement Banff F de Cherhill, qui renferme 12,3 millions de m^3 de pétrole en place (figure 4.5). Les informations contenues dans le graphique de corrélation donnent à penser que le plus vaste gisement non découvert occuperait 1 000 ha, avec une zone productive nette moyenne d'environ 11 mètres (figure 4.6). L'industrie pétrolière a signalé que le potentiel total de ressources était trop élevé. L'Office estime que l'importance des aires non forées, surtout dans la partie nord de l'Alberta, justifie cette estimation du potentiel. L'application de critères économiques réduira le potentiel exploitable. Un phénomène qu'on a observé sur la plupart des graphiques de corrélation est l'existence d'une série de gisements de même superficie, par exemple 16 et 32 ha. Il s'agit de gisements auxquels l'organisme provincial respectif a attribué une superficie dans ses calculs de réserves.

La répartition cumulative des puits de cette zone est semblable à celle de la zone de Rundle-Sweetgrass. Dans ce cas-ci, 66 pour cent des puits ont produit moins de 5 000 m^3 chacun et 80 pour cent moins de 10 000 m^3 chacun. Ces puits n'ont fourni que 37 pour cent de la production totale de cette zone. Environ 50 pour cent de la production totale est issue de puits ayant fourni entre 10 000 et 20 000 m^3. Les coûts d'approvisionnement de cette zone sont les deuxièmes plus élevés parmi l'ensemble des zones carbonifères; on estime qu'ils sont de l'ordre de 85-98 $/$m^3$.

Au regard des données fournies par le rapport de 1998 de la CGC, le volume de pétrole en place découvert, s'agissant du pétrole léger et du pétrole lourd, est passé de 447,6 à 475,3 millions de m^3, en raison pour l'essentiel de découvertes récentes. De la fin de 1994 à la fin de 1998, 47 nouveaux gisements ont été découverts.

TABLEAU 4.3

Sous-affleurement mississippien – Lourd, du Nord-est de la C.-B. au Sud de l'Alberta

Gisements découverts					Gisements non découverts			Ressources totales			
Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Production cumulative	Ressources restantes	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Découverts et non découverts restants
	Milliers de mètres cubes					Milliers de mètres cubes			Milliers de mètres cubes		
70	58 424	5 889	4 421	1 468	1323	164 445	10 095	1393	222 869	15 985	11 564

PARAMÈTRES DES COUCHES RÉSERVOIRS DES GISEMENTS DÉCOUVERTS

Réserves découvertes selon la province (10^3m^3)		Profondeur à partir du CE (mètres)			Zone productive nette (mètres)			Année de découverte
Alberta	5424							
Saskatchewan	93	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max	1948
British Columbia	313	1335	631	2382	6,5	1	25,5	

Porosité (fraction)			Superficie (ha)			Saturation en pétrole (fraction)			% non découvert
Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	74
0,13	0,04	0,3	214	8	3380	0,66	0,45	0,91	

Informations sur les gisements individuels

Gisements découverts (10^3m^3)					Gisements non découverts (10^3m^3)				
Classement	Nom du champ - gisement		Date	PEPI	Nombre	Classement	PEPI	Cumulatif	% cumulatif
1	CHERHILL	BANFF F	19810718	12250,0	1	2	9908	9908	6
4	DESAN - BC	PEKISKO	19840106	6529,3	2	3	8290	18198	11
5	ALEXIS	BANFF A	19680330	6495,0	3	6	6190	24388	15
9	BIGORAY	PEKISKO A	19620119	5274,0	4	7	5848	30236	18
10	GLENEVIS	BANFF	19510716	5005,0	5	8	5539	35775	22
14	CHERHILL	BANFF C	19690617	3558,0	6	11	4917	40692	25
17	ST ANNE	BANFF K	19900111	2682,0	7	12	4258	44950	27
23	ST ANNE	BANFF C	19810314	1572,0	8	13	3919	48869	30
24	DESAN - BC	SHUNDA A	19830116	1535,9	9	15	3292	52161	32
27	MEDICINE RIVER	ELKTON-SHUNDA B	19731210	1352,0	10	16	2999	55160	34
31	GREENCOURT	PEKISKO A	19610101	915,0	11	18	2484	57644	35
35	DESAN - BC	SHUNDA E	19840121	911,7	12	19	2266	59910	36
39	TURIN	LIVINGSTONE C	19860401	787,0	13	20	2078	61988	38
42	TOOGA - BC	DEBOLT A	19840203	711,6	14	21	1762	63750	39
48	GILBY	RUNDLE K	19710619	627,0	15	22	1651	65401	40
53	MATZIWIN	PEKISKO A	19620717	569,0	16	25	1479	66880	41
58	ST ANNE	BANFF A	19780614	488,0	17	26	1409	68289	42
68	BARRHEAD	BANFF A	19981112	390,0	18	28	1345	69634	42
					19	29	1217	70851	43
					20	30	1157	72008	44
					21	32	1000	73008	44
					22	33	957	73965	45
					23	34	918	74883	46
					24	36	883	75766	46
					25	37	821	76587	47
					26	38	796	77383	47
					27	40	772	78155	48
					28	41	749	78904	48
					29	43	710	79614	48
					30	44	694	80308	49
					31	45	677	80985	49
					32	46	660	81645	50
					33	47	645	82290	50
					34	49	614	82904	50
					35	50	598	83502	51
					36	51	585	84087	51
					37	52	571	84658	51
					38	54	545	85203	52
					39	55	531	85734	52
					40	56	518	86252	52

TABLEAU 4.4

Tableau sommaire de la zone pétrolière du sous-affleurement mississippien

	Gisements découverts		Gisements non découverts	
Taille du gisement (PEP - m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)
10-100 millions	1	12 250	0	0
1-10 millions	10	35 120	21	73 009
100-1 000 milliers	40	10 428	256	56 827
10-100 milliers	54	2 524	765	31 588
<10 milliers	7	40	196	1 083
Total	**112**	**60 362**	**1 238**	**162 507**

FIGURE 4.5

Graphique de classement des gisements du sous-affleurement mississippien

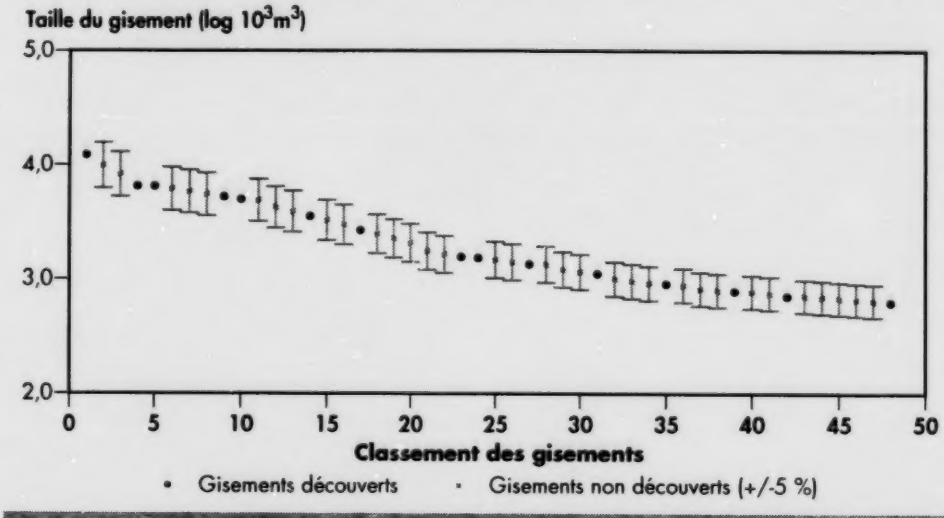
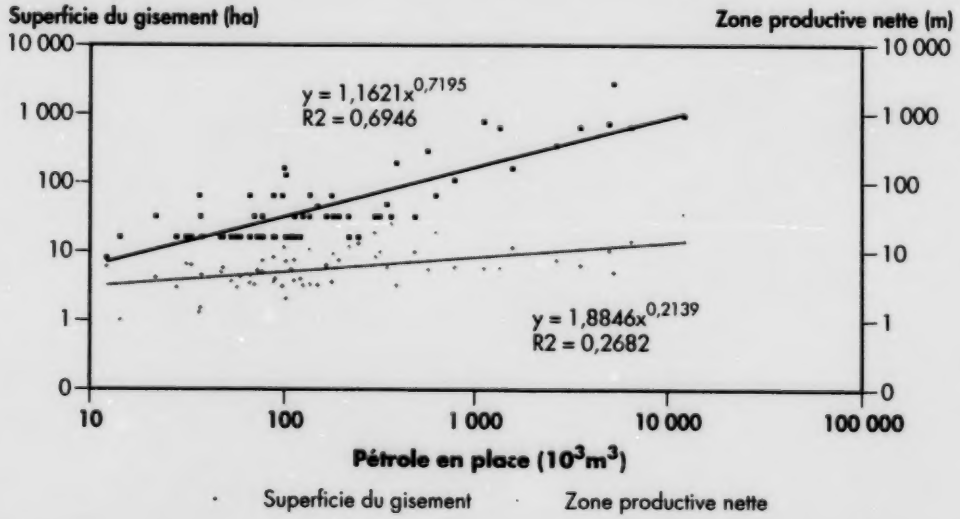


FIGURE 4.6

Graphique de corrélation du sous-affleurement mississippien



4.3 Région du bassin de Williston

4.3.1 Zone pétrolière de Souris Valley-Tilston

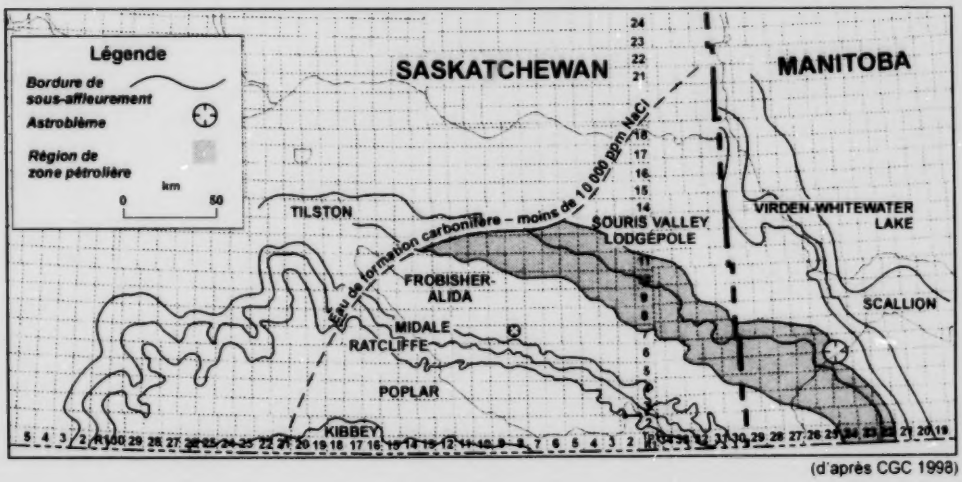
Cette zone est définie comme comprenant les gisements dans les couches de Souris Valley de la formation de Lodgepole et dans les couches de Tilston de la formation de Mission Canyon, dans le Sud-est de la Saskatchewan et le Sud-ouest du Manitoba (figure 4.7). Les gisements du Sud-ouest du Manitoba renferment du pétrole brut de qualité semblable à celle des gisements de Saskatchewan, mais ils sont répertoriés comme contenant du pétrole léger en raison de la logistique du marché. Cette zone pétrolière est limitée au nord et à l'est par la bordure de sous-affleurement, au sud par la frontière internationale et à l'ouest par la zone à eaux de formation de faible salinité. Ces unités carbonatées sont équivalentes à la formation de Banff en Alberta et reposent sur le shale riche en matières organiques de Bakken. L'étanchéité sommitale est fournie par l'imperméable formation de Watrous, par le biseautage des matériaux poreux au sein des couches de Souris Valley et Tilston et par la bordure de sous-affleurement. On suppose que la roche mère est soit le shale de Bakken, soit les carbonates du Groupe de Madison. Seulement 30 pour cent de l'ensemble des gisements de cette zone contiennent du pétrole lourd.

L'évaluation de l'Office est basée sur une estimation de pétrole en place découvert de 48,5 millions de m^3 trouvés dans 29 gisements découverts (tableau 4.5). Ces gisements découverts se composent de huit gisements identifiés contenant 26,7 millions de m^3 et 21 gisements divers attribués contenant 21,7 millions de m^3, presqu'autant de volume que les gisements identifiés. Il n'y a aucun gisement potentiel pour cette zone pétrolière. Le modèle projette que 186 gisements non découverts supplémentaires existent. On s'attend à ce qu'ils contiennent 28,1 millions de m^3 de pétrole en place (tableau 4.6). Les gisements projetés incluent 59 gisements qui devraient contenir plus de 100 000 m^3 de pétrole en place chacun; ces derniers comptent pour environ 83 pour cent de tout le potentiel non découvert. L'évaluation des ressources totales est de 76,5 millions de m^3, dont 37 pour cent n'étaient pas encore découverts à la fin de l'année 1997.

On s'attend à ce que le plus important gisement non découvert soit classé cinquième de la zone, avec un volume de pétrole en place de 3,2 millions de m^3, ce qui le placerait derrière les gisements de Moose Valley, Hazelwood South et Hazelwood Central Tilston et derrière le plus vaste

FIGURE 4.7

Région de la zone pétrolière de Souris-Tilston



(d'après CGC 1998)

TABLEAU 4.5

Souris-Tilston – Lourd, Sud-est de la Saskatchewan et Manitoba

Gisements découverts					Gisements non découverts			Ressources totales			
Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Production cumulative	Ressources restantes	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Découverts et non découverts restants
	Milliers de mètres cubes					Milliers de mètres cubes			Milliers de mètres cubes		
29	48 465	4 512	1 966	2 833	186	28 071	1 373	215	76 536	6 172	4 206

PARAMÈTRES DES COUCHES RÉSERVOIRS DES GISEMENTS DÉCOUVERTS

Réserves découvertes selon la province ($10^3 m^3$)			Profondeur à partir du CE (mètres)			Zone productive nette (mètres)			Année de découverte
Saskatchewan	4512		Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	1957
			1194	1149	1216	9,2	2,4	12,1	
Porosité (fraction)			Superficie (ha)			Saturation en pétrole (fraction)			% non découvert
Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	37
0,13	0,12	0,16	451	65	1165	0,6	0,6	0,6	

Informations sur les gisements individuels

Gisements découverts ($10^3 m^3$)					Gisements non découverts ($10^3 m^3$)				
Classement	Nom du champ - gisement		Date	PEPI	Nombre	Classement	PEPI	Cumulatif	% cumulatif
1	Div. n° 1	SV-T		10478,4	1	5	3180	3180	11
2	MOOSE VALLEY	TILSTON	19580805	8822,3	2	9	1849	5029	18
3	HAZELWOOD SOUTH	TILSTON	19930821	8665,1	3	12	1276	6305	22
4	HAZELWOOD CENTRAL	TILSTON	19630207	4178,9	4	13	1145	7450	27
6	Div. n° 2	SV-T		3068,4	5	15	951	8401	30
7	BENDER CENTRAL	TILSTON	19910000	2404,6	6	16	804	9205	33
8	Div. n° 3	SV-T		1900,3	7	18	747	9952	35
10	MOOSE VALLEY SOUTH	TILSTON	19920624	1367,7	8	19	655	10607	38
11	Div. n° 4	SV-T		1339,8	9	21	619	11226	40
14	Div. n° 5	SV-T		1005,0	10	22	562	11788	42
17	Div. n° 6	SV-T		781,5	11	24	538	12326	44
20	Div. n° 7	SV-T		621,9	12	26	499	12825	46
23	HAZELWOOD WEST	TILSTON	19571110	555,9	13	27	482	13307	47
25	Div. n° 8	SV-T		502,4	14	29	448	13755	49
28	BENDER SOUTH	TILSTON	19911001	463,0	15	30	434	14189	51
32	Div. n° 9	SV-T		409,9	16	31	419	14608	52
37	Div. n° 10	SV-T		336,5	17	33	391	14999	53
43	BENDER	TILSTON	19900928	284,9	18	34	378	15377	55
					19	35	364	15741	56
					20	36	339	16080	57
					21	38	329	16409	58
					22	39	319	16728	60
					23	40	309	17037	61
					24	41	292	17329	62
					25	42	285	17614	63
					26	44	277	17891	64
					27	46	262	18153	65
					28	47	256	18409	66
					29	48	249	18658	66
					30	49	242	18900	67
					31	50	236	19136	68
					32	52	222	19358	69
					33	53	216	19574	70
					34	54	210	19784	70
					35	55	204	19988	71
					36	56	198	20186	72
					37	58	187	20373	73
					38	59	181	20554	73
					39	60	176	20730	74
					40	61	171	20901	74

gisement divers (figure 4.8). Les informations fournies par le graphique de corrélation donnent à penser que le plus vaste gisement non découvert occuperait une superficie d'environ 600 ha, avec une zone productive nette moyenne d'environ neuf mètres (figure 4.9). L'industrie pétrolière a indiqué que le gisement non découvert le plus vaste était trop petit. L'Office est d'avis que le gisement non découvert le plus vaste correspond à la projection de taille fournie par le modèle, mais il reconnaît la découverte possible à l'avenir d'un gisement non découvert de taille encore plus importante.

Environ 80 pour cent des puits de cette zone ont produit moins de 5 000 m^3 chacun, ce qui représente 35 pour cent de la production totale. Quatre-vingt-quinze pour cent des puits ont fourni moins de 10 000 m^3 chacun, soit 65 pour cent de la production totale. Aucun de ces puits

TABLEAU 4.6

Tableau sommaire de la zone pétrolière de Souris-Tilston

	Gisements découverts		Gisements non découverts	
Taille du gisement (PEP - m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)
10-100 millions	1	10 478	0	0
1-10 millions	9	32 752	4	7 450
100-1 000 milliers	13	4 925	55	15 906
10-100 milliers	6	310	127	4 715
<10 milliers	0	0	0	0
Total	**29**	**48 465**	**186**	**28 071**

FIGURE 4.8

Graphique de classement des gisements de Souris-Tilston

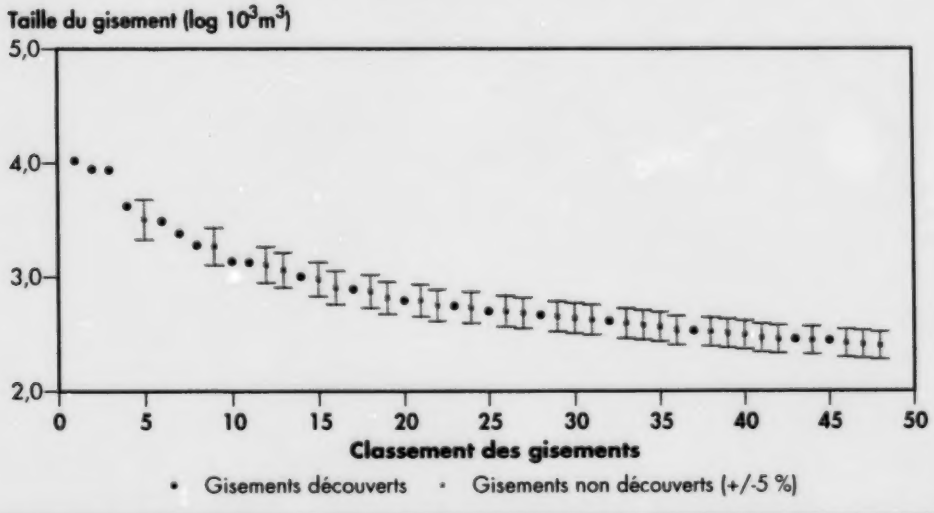
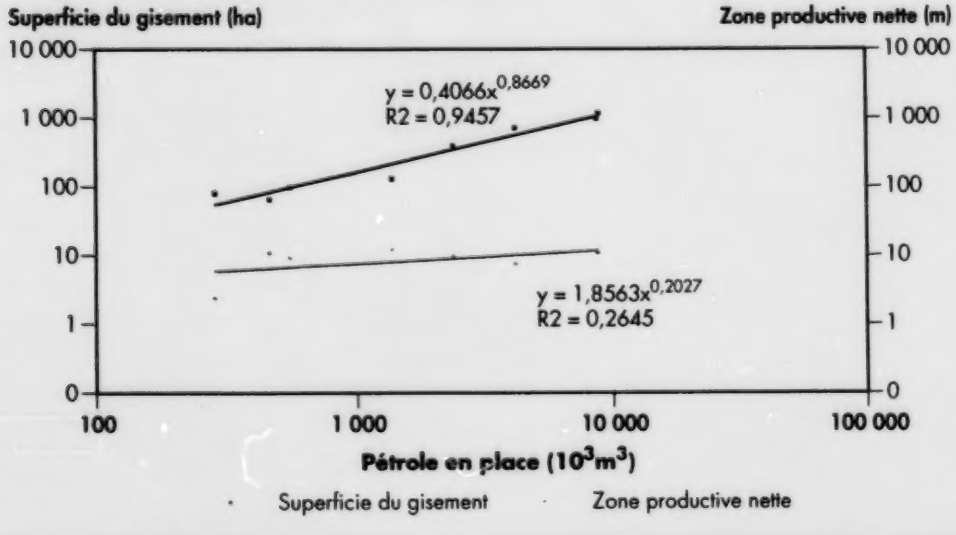


FIGURE 4.9

Graphique de corrélation de Souris-Tilston



n'a produit plus de 27 000 m^3. Aussi les coûts d'approvisionnement de 118-138 $/$m^3$ sont-ils les plus élevés parmi les zones carbonifères.

Au regard des données du rapport de la CGC de 1998, le volume de pétrole découvert en place s'agissant du pétrole léger et du pétrole lourd est passé de 102,4 à 134,1 millions de m^3, en raison notamment de l'expansion des gisements actuels et de l'inclusion de volumes divers. De la fin de 1994 à la fin de 1997, on ne signale la découverte d'aucun gisement nouveau.

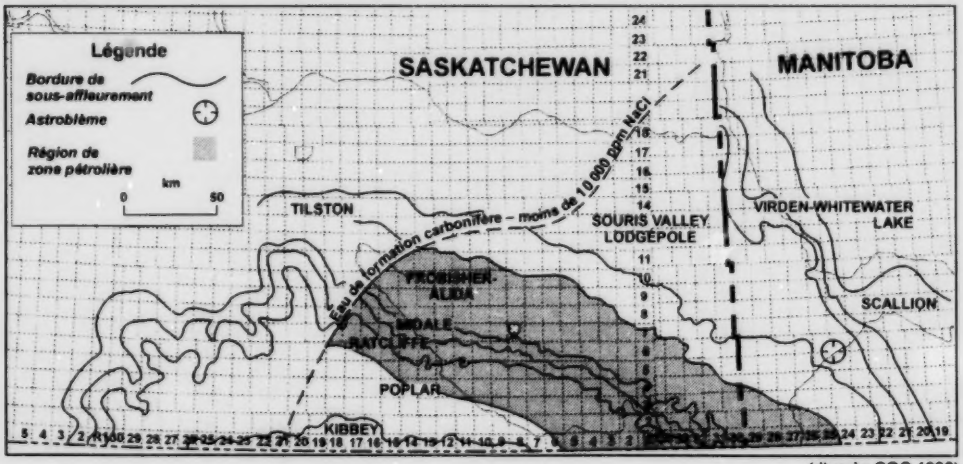
4.3.2 Zone pétrolière de Frobisher-Alida

Cette zone est définie comme comprenant les gisements pétrolifères dans les couches de Frobisher et d'Alida de la formation de Mission Canyon. Ces réservoirs carbonatés se composent de calcaires; ils sont piégés structurellement sur des éminences topographiques liées à la bordure de sous-affleurement. L'étanchéité verticale et latérale est assurée par des carbonates compacts et par des évaporites; on suppose que les carbonates du Groupe de Madison ou le shale de Bakken constituent la roche mère. La superficie de cette zone pétrolière est semblable à celle de la zone de Souris-Tilston, bien que la bordure de sous-affleurement soit située au sud de la bordure de Souris-Tilston (figure 4.10). Seulement 20 pour cent de l'ensemble des gisements de cette zone renferment du pétrole lourd.

L'évaluation de l'Office est basée sur une estimation de pétrole en place découvert de 108,6 millions de m^3 trouvés dans 118 gisements découverts (tableau 4.7). Ces gisements découverts se composent de 25 gisements identifiés contenant 98,2 millions de m^3 et 93 gisements divers attribués contenant 10,4 millions de m^3, environ 10 pour cent du volume des gisements identifiés. Il n'y a aucun gisement potentiel pour cette zone pétrolière. Le modèle projette que 2 009 gisements non découverts supplémentaires existent. On s'attend à ce qu'ils contiennent 82,1 millions de m^3 de pétrole en place (tableau 4.8). Les gisements projetés incluent 125 gisements qui devraient contenir plus de 100 000 m^3 de pétrole en place chacun; ces derniers comptent pour environ 71 pour cent de tout le potentiel non découvert. L'évaluation des ressources totales est de 190,7 millions de m^3, dont 43 pour cent n'étaient pas encore découverts à la fin de l'année 1997.

FIGURE 4.10

Région de la zone pétrolière de Frobisher-Alida



(d'après CGC 1998)

On s'attend à ce que le gisement non découvert le plus vaste de cette zone soit classé quatrième de la zone, avec quelque 9,0 millions de m^3 de pétrole en place, derrière les gisements de Lost Horse Hill, Innes et Handsworth (figure 4.11). Les informations fournies par le graphique de corrélation donnent à penser que le gisement non découvert le plus vaste occuperait une superficie de 1 000 ha, avec une zone productive nette d'environ 10 mètres (figure 4.12). L'industrie pétrolière estime que les deux zones devraient être évaluées séparément et qu'on a attribué aux gisements non découverts une superficie trop grande. L'Office est d'avis qu'est justifié le regroupement de ces deux zones en raison de la similitude de leurs styles de dépôt et de piégeage. L'Office croit au bien-fondé de la projection du modèle.

TABLEAU 4.7

Frobisher-Alida – Lourd, Sud de la Saskatchewan et Manitoba

Gisements découverts					Gisements non découverts			Ressources totales			
Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Production cumulative	Ressources restantes	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Découverts et non découverts restants
	Milliers de mètres cubes					Milliers de mètres cubes			Milliers de mètres cubes		
118	108 602	20 476	15 277	5 199	2009	82 086	14 045	2127	190 688	34 521	19 244

PARAMÈTRES DES COUCHES RÉSERVOIRS DES GISEMENTS DÉCOUVERTS

Réserves découvertes selon la province (10^3m^3)			Profondeur à partir du CE (mètres)			Zone productive nette (mètres)			Année de découverte
Saskatchewan	20 476		Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	1953
			1259	1089	1433	8,3	2,1	24,8	
Porosité (fraction)			Superficie (ha)			Saturation en pétrole (fraction)			% non découvert
Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	Moy	Min.	Max.	43
0,11	0,07	0,19	733	32	2412	0,63	0,5	0,75	

Informations sur les gisements individuels

Gisements découverts (10^3m^3)					Gisements non découverts (10^3m^3)				
Classement	Nom du champ - gisement		Date	PEPI	Nombre	Classement	PEPI	Cumulatif	% cumulatif
1	LOST HORSE HILL	FROBISHER-ALIDA	19630101	18550.6	1	4	8817	8817	11
2	INNES	FROBISHER	19650709	10673.2	2	13	2660	11477	14
3	HANDSWORTH	ALIDA	19640807	10486.1	3	15	1922	13399	16
5	HUNTOON	FROBISHER	19570108	8681.3	4	18	1763	15162	18
6	WEYBURN	FROBISHER	19560830	8544.6	5	19	1636	16798	20
7	MIDALE	CENTRAL FROBISHER	19530000	7063.1	6	20	1419	18217	22
8	INGOLDSBY	FROBISHER-ALIDA	19550614	5181.7	7	23	1375	19592	24
9	VIEWFIELD	FROBISHER	19690323	3900.7	8	24	1369	20961	26
10	FREESTONE	FROBISHER-ALIDA	19530117	3818.2	9	27	1296	22257	27
11	N. HANDSWORTH	ALIDA	19650806	3622.4	10	28	1209	23466	29
12	HEWARD	FROBISHER	19860303	3259.8	11	29	1162	24628	30
14	Div. n° 1	F-A		2602.2	12	31	1078	25706	31
16	CREELMAN	ALIDA	19680000	1821.6	13	32	1024	26730	33
17	STOUGHTON S.	FROBISHER	19741214	1812.5	14	34	954	27684	34
21	WEIR HILL	FROBISHER	19681219	1412.5	15	36	914	28598	35
22	WEST INNES	FROBISHER	19650918	1403.3	16	38	886	29484	36
25	HARTAVEN	FROBISHER-ALIDA	19650801	1350.6	17	39	827	30311	37
26	MELROSE	FROBISHER-ALIDA	19630326	1318.7	18	40	799	31110	38
30	STOUGHTON	FROBISHER-ALIDA	19601124	1113.1	19	41	771	31881	39
33	Div. n° 2	F-A		988.1	20	43	719	32600	40
35	HEWARD SOUTH	FROBISHER	19650000	928.2	21	45	687	33287	41
37	STOUGHTON N.	FROBISHER	19851210	898.5	22	47	657	33944	41
42	GRIFFIN NORTH	FROBISHER	19680416	739.1	23	48	636	34580	42
44	Div. n° 3	F-A		691.7	24	49	612	35192	43
46	SILVERTON EAST	FROBISHER	19960111	658.9	25	50	587	35779	44
52	Div. n° 4	F-A		540.4	26	51	564	36343	44
59	Div. n° 5	F-A		445.4	27	53	540	36883	45
61	BRYANT	FROBISHER	19790000	440.5	28	54	517	37400	46
62	GRIFFIN	FROBISHER	19581012	439.3	29	55	502	37902	46
69	Div. n° 6	F-A		379.2	30	56	498	38400	47
77	Div. n° 7	F-A		329.9	31	57	464	38864	47
					32	58	451	39315	48
					33	60	441	39756	48
					34	63	435	40191	49
					35	64	431	40622	49
					36	65	428	41050	50
					37	66	412	41462	51
					38	67	403	41865	51
					39	68	392	42257	51
					40	70	379	42636	52

TABLEAU 4.8

Tableau sommaire de la zone pétrolière de Frobisher-Alida

	Gisements découverts		Gisements non découverts	
Taille du gisement (PEP - m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)
10-100 millions	3	39 710	0	0
1-10 millions	16	56 906	13	26 729
100-1 000 milliers	26	9 918	112	31 711
10-100 milliers	50	1 958	650	18 688
<10 milliers	23	110	1 234	4 958
Total	**118**	**108 602**	**2 011**	**82 086**

FIGURE 4.11

Graphique de classement des gisements de Frobisher-Alida

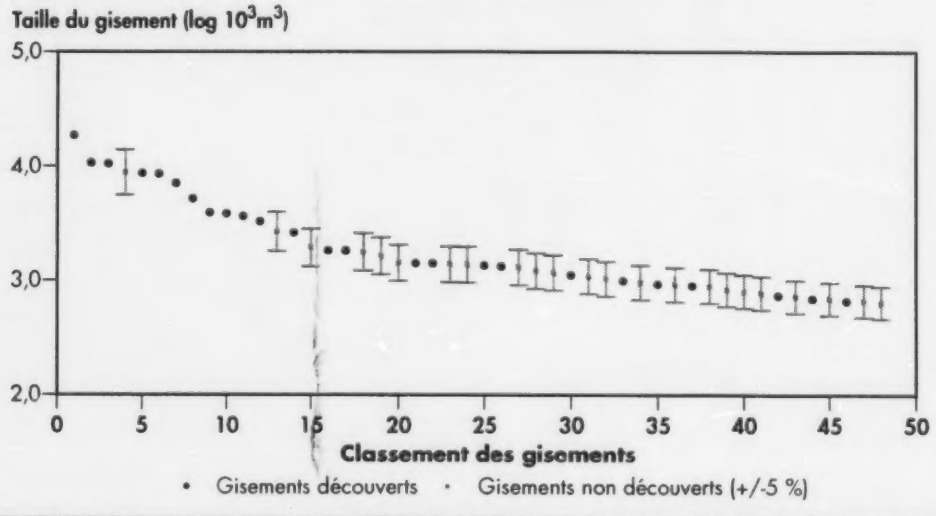
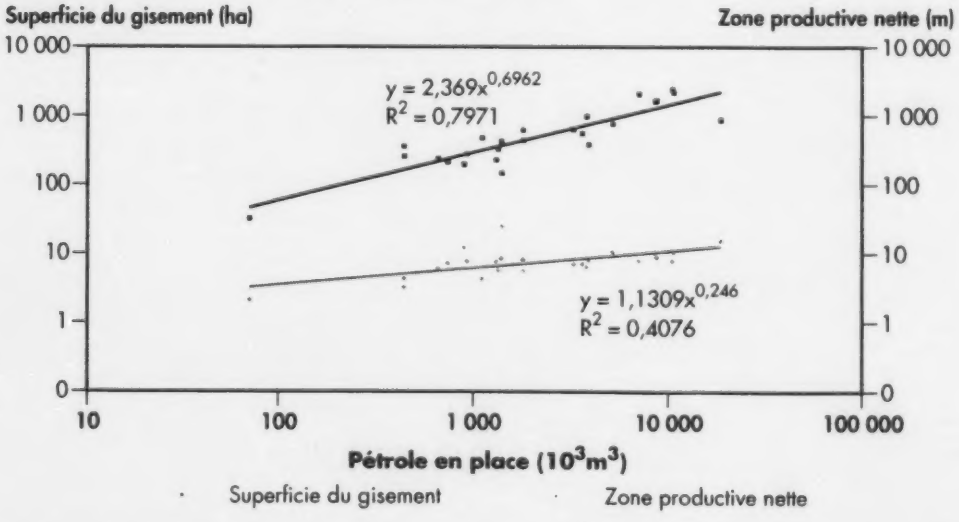


FIGURE 4.12

Graphique de corrélation de Frobisher-Alida



Environ 65 pour cent des puits de cette zone ont produit moins de 5 000 m^3 chacun et 80 pour cent des puits moins de 10 000 m^3 chacun. L'ensemble de ces puits n'a fourni que 21 pour cent de la production totale. Cependant, quelque 45 pour cent de la production totale ont été fournis par les puits ayant produit plus de 30 000 m^3 chacun, lesquels constituent cinq pour cent de l'ensemble. Les coûts d'approvisionnement sont relativement peu élevés; on estime qu'ils sont de l'ordre de 61-70 $/m^3$, ce qui rend cette zone pétrolière particulièrement attirante.

Au regard des données du rapport de la CGC de 1998, le volume de pétrole en place découvert s'agissant du pétrole léger et du pétrole lourd est passé de 452,6 à 523,4 millions de m^3, notamment en raison de découvertes récentes, mais également de l'inclusion des données manitobaines et des volumes divers. De la fin de 1994 à la fin de 1997, cinq nouveaux gisements ont été découverts.

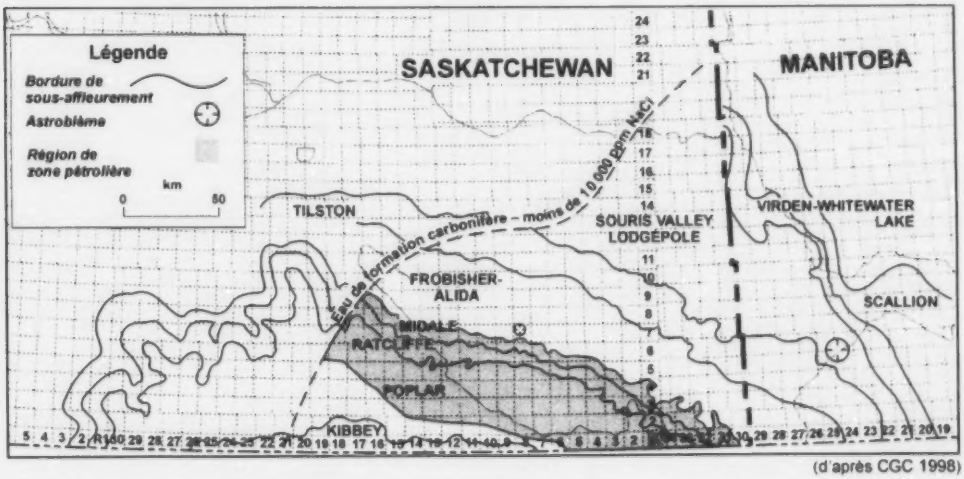
4.3.3 Zone pétrolière de Midale

Cette zone est définie comme comprenant les gisements de pétrole lourd de la plate-forme carbonatée et des dépôts d'évaporites supratidaux dans les couches de Midale de la formation de Charles. Les parties poreuses de ces couches sont situées entre les évaporites compactes de Frobisher et de Midale, qui offrent une étanchéité latérale et verticale. Une étanchéité verticale supplémentaire est fournie par des shales plus jeunes; on suppose que les carbonates du Groupe de Madison ou le shale de Bakken constituent les roches mères. Là encore la superficie de cette zone est semblable à celle de la zone de Souris-Tilston, mais la bordure de sous-affleurement est en retrait par rapport à la bordure de sous-affleurement de Frobisher-Alida (figure 4.13). Cette zone est située entièrement en Saskatchewan; on estime que 40 pour cent de ses gisements renferment du pétrole lourd. Le très vaste gisement de Weyburn, qui contient un mélange de pétrole léger et de pétrole moyen, est considéré comme contenant du pétrole léger aux fins de la présente étude. Un plan de récupération assistée par injection de gaz carbonique pour accroître le taux de récupération est présentement en voie d'exécution dans ce gisement.

L'évaluation de l'Office est basée sur une estimation de pétrole en place découvert de 284,9 millions de m^3 trouvés dans 74 gisements découverts (tableau 4.9). Ces gisements découverts se composent de 25 gisements identifiés contenant 264,9 millions de m^3 et 49 gisements divers

FIGURE 4.13

Région de la zone pétrolière de Midale



(d'après CGC 1998)

attribués contenant 20,0 millions de m^3, environ huit pour cent du volume des gisements identifiés. Il n'y a aucun gisement potentiel pour cette zone pétrolière. Le modèle projette que 739 gisements non découverts supplémentaires existent. On s'attend à ce qu'ils contiennent 186,4 millions de m^3 de pétrole en place (tableau 4.10). Les gisements projetés incluent 212 gisements qui devraient contenir plus de 100 000 m^3 de pétrole en place chacun; ces derniers comptent pour plus de 90 pour cent de tout le potentiel non découvert. L'évaluation des ressources totales est de 471,3 millions de m^3, dont 40 pour cent n'étaient pas encore découverts à la fin de l'année 1997.

On s'attend à ce que le gisement non découvert le plus important soit classé sixième dans cette zone, avec 11,2 millions de m^3 en place, derrière les gisements de Midale, Tatagwa North, Lougheed, Tatagwa Central et Benson (figure 4.14). Les informations fournies par le graphique de

TABLEAU 4.9

Midale – Lourd, Sud de la Saskatchewan

Gisements découverts					Gisements non découverts			Ressources totales			
Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Production cumulative	Ressources restantes	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Découverts et non découverts restants
	Milliers de mètres cubes					Milliers de mètres cubes			Milliers de mètres cubes		
74	284 920	46 300	32 006	14 294	739	186 396	21 873	813	471 316	68 173	36 167

PARAMÈTRES DES COUCHES RÉSERVOIRS DES GISEMENTS DÉCOUVERTS

Réserves découvertes selon la province (10^3m^3)			Profondeur à partir du CE (mètres)			Zone productive nette (mètres)			Année de découverte
Saskatchewan	46 300		Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	1953
			1467	1306	1693	8	1,7	22,5	
Porosité (fraction)			Superficie (ha)			Saturation en pétrole (fraction)			% non découvert
Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	40
0,17	0,09	0,27	1648	65	17139	0,62	0,5	0,78	

Informations sur les gisements individuels

Gisements découverts (10^3m^3)					Gisements non découverts (10^3m^3)				
Classement	Nom du champ - gisement		Date	PEPI	Nombre	Classement	PEPI	Cumulatif	% cumulatif
1	MIDALE	MIDALE	19530424	102684,0	1	6	11238	11238	6
2	TATAGWA NORTH	MIDALE	19830901	34791,1	2	8	7877	19115	10
3	LOUGHEED	MIDALE	19590901	33020,4	3	13	5410	24525	13
4	TATAGWA CENTRAL	MIDALE	19771101	19084,2	4	14	4940	29465	16
5	BENSON	MIDALE	19560513	16942,6	5	15	4557	34022	18
7	TATAGWA WEST	MIDALE	19781205	10920,7	6	16	3779	37801	20
9	HUNTOON	MIDALE	19570130	7666,9	7	17	3744	41545	22
10	Div. n° 1			6731,0	8	20	3581	45126	24
11	ELSWICK	MIDALE	19830801	6340,9	9	22	3277	48403	26
12	NEPTUNE NORTH	MIDALE	19840205	5739,1	10	23	3143	51546	28
18	BRYANT	MIDALE	19791106	3697,1	11	25	2876	54422	29
19	ELSWICK EAST	MIDALE	19651109	3642,5	12	26	2752	57174	31
21	WEST KINGSFORD	MIDALE	19550715	3556,0	13	27	2635	59809	32
24	TATAGWA	MIDALE	19770000	2906,9	14	29	2416	62225	33
28	BROMHEAD	MIDALE	19650413	2471,8	15	31	2318	64543	35
30	Div. n° 2			2330,0	16	32	2228	66771	36
36	UNION JACK	MIDALE	19900213	1987,7	17	33	2074	68845	37
39	COLGATE	MIDALE	19830723	1909,9	18	34	2008	70853	38
43	MACOUN	MIDALE	19690530	1589,0	19	35	2006	72859	39
44	Div. n° 3			1565,6	20	37	1950	74809	40
53	Div. n° 4			1183,8	21	38	1825	76634	41
56	MINARD	MIDALE	19560000	1100,1	22	40	1766	78400	42
68	Div. n° 5			948,0	23	41	1706	80106	43
69	ELLCOTT EAST	MIDALE	19940222	947,0	24	42	1650	81756	44
71	BENSON EAST	MIDALE	19830910	933,8	25	45	1538	83294	45
					26	46	1481	84775	45
					27	47	1430	86205	46
					28	48	1390	87595	47
					29	49	1379	88974	48
					30	50	1330	90304	48
					31	51	1283	91587	49
					32	52	1237	92824	50
					33	54	1160	93984	50
					34	55	1127	95111	51
					35	57	1099	96210	52
					36	58	1099	97309	52
					37	59	1073	98382	53
					38	60	1050	99432	53
					39	61	1029	100461	54
					40	62	1013	101474	54

corrélation donnent à penser que le gisement non découvert le plus vaste occuperait une superficie de 1 400 ha, avec une zone productive nette de neuf mètres (figure 4.15). L'industrie pétrolière a indiqué qu'une superficie trop grande a été attribuée au gisement non découvert le plus important, car on trouve difficilement six sections de terrain non forées dans cette région. L'Office se range de cet avis mais fait valoir que l'épaisseur accrue de la zone productive nette réduirait la superficie requise. Il sera peut-être nécessaire de repousser les limites ouest et sud de cette zone pour découvrir ce gisement, ou il se peut que le gisement ait déjà été localisé au moyen d'un ou plusieurs puits divers, sans que l'on se rende compte de toute la superficie du gisement plus volumineux. L'Office réaffirme le bien-fondé du modèle.

Environ 45 pour cent des puits de cette zone ont produit moins de 5 000 m^3 chacun et 55 pour cent moins de 10 000 m^3 chacun. Réunis, ces derniers n'ont fourni qu'environ neuf pour cent de la production totale. Cependant, 60 pour cent de la production totale provient de puits ayant produit plus de 30 000 m^3 chacun. On estime que le coût moyen d'approvisionnement est de l'ordre de 47-53 $/$m^3$, aussi est-il le moins élevé parmi les zones pétrolières carbonifères.

Au regard des données du rapport de la CGC de 1998, le volume de pétrole en place découvert s'agissant du pétrole léger et du pétrole lourd est passé de 677,8 à 715,7 millions de m^3 en raison

TABLEAU 4.10

Tableau sommaire de la zone pétrolière de Midale

	Gisements découverts		Gisements non découverts	
Taille du gisement (PEP - m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)
10-100 millions	6	217 443	1	11 238
1-10 millions	16	54 438	40	91 250
100-1 000 milliers	29	12 150	171	70 848
10-100 milliers	20	873	338	11 999
<10 milliers	3	15	189	1 061
Total	**74**	**284 920**	**739**	**186 397**

FIGURE 4.14

Graphique de classement des gisements de Midale

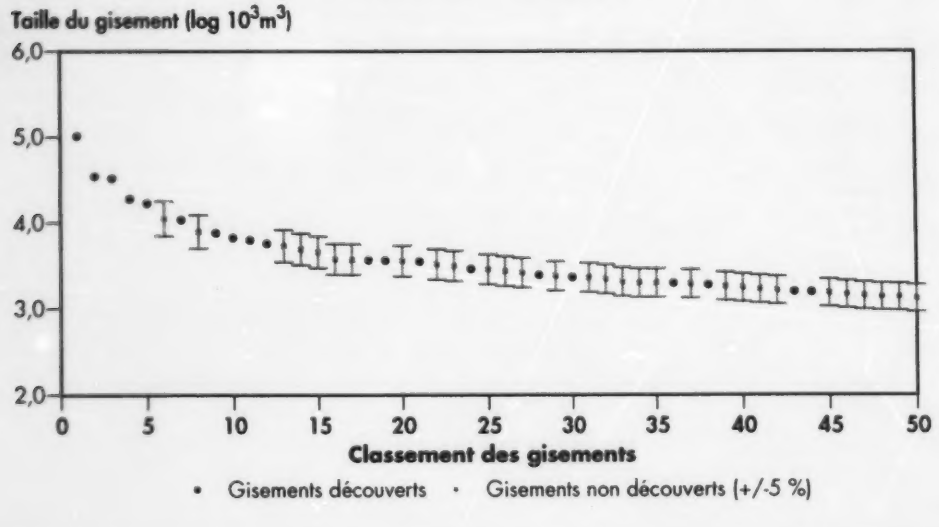


FIGURE 4.15

Graphique de corrélation de Midale

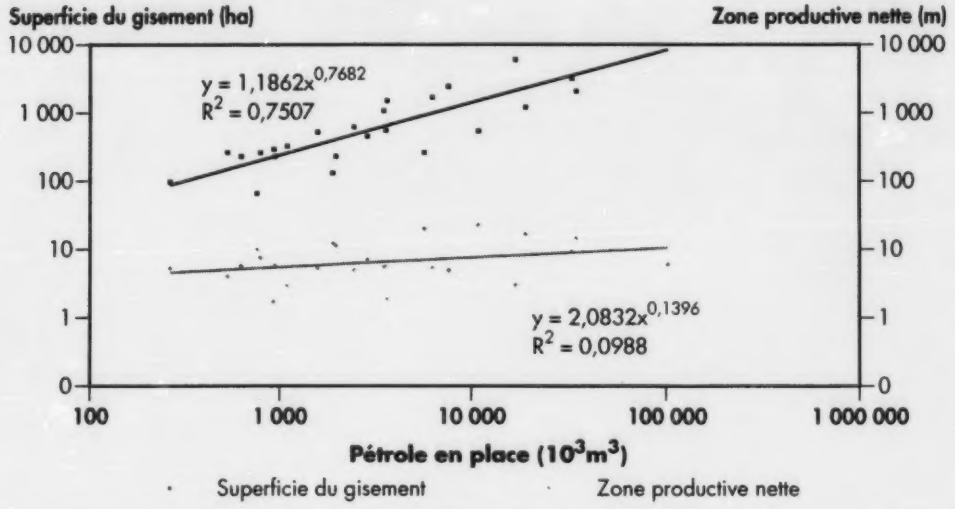
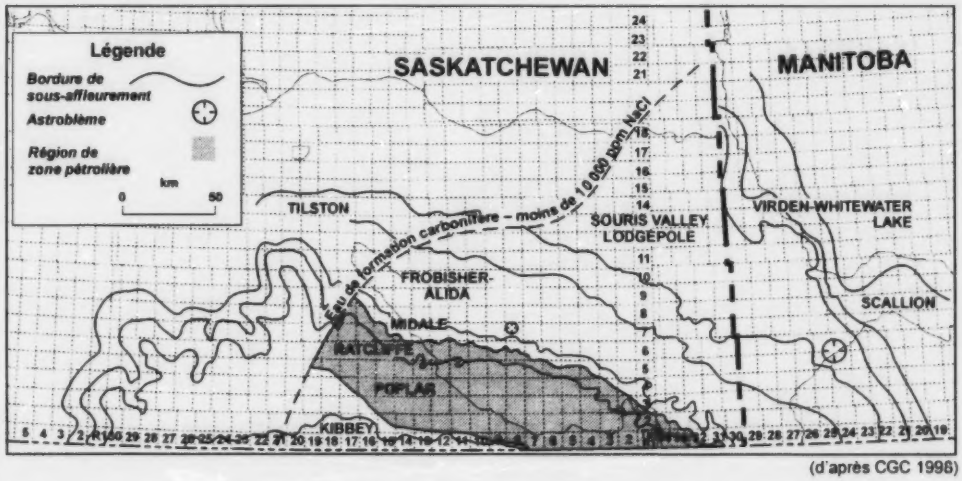


FIGURE 4.16

Région de la zone pétrolière de Ratcliffe



(d'après CGC 1998)

de l'expansion des gisements actuels et de l'inclusion de volumes divers. Aucun gisement nouveau n'a été découvert de la fin de 1994 à la fin de 1997.

4.3.4 Zone pétrolière de Ratcliffe

Cette zone est définie comme comprenant les gisements pétroliers dans les couches de Ratcliffe des formations de Charles et de Mission Canyon. Les gisements formés par piégeage structural abondent surtout dans la partie centrale de la zone, alors qu'ailleurs domine le piégeage stratigraphique résultant du biseautage des matériaux poreux. À l'instar des limites de la zone de Midale, la bordure de la zone de Ratcliffe est en retrait par rapport à la bordure de sous-affleurement de Midale (figure 4.16). Les couches de Ratcliffe sont interdigitées avec trois

séquences d'évaporites qui fournissent l'étanchéité verticale; là encore, on suppose que les carbonates du Groupe de Madison et les shales de Bakken constituent les roches mères. La tectonique salifère dans les couches plus profondes des évaporites des Prairies est à l'origine de pièges structuraux.

L'évaluation de l'Office est basée sur une estimation de pétrole en place découvert de 12,5 millions de m^3 trouvés dans 20 gisements découverts (tableau 4.11). Ces gisements découverts se composent de cinq gisements identifiés contenant 9,7 millions de m^3 et 15 gisements divers attribués contenant 2,8 millions de m^3, environ 30 pour cent du volume des gisements identifiés. Il n'y a aucun gisement potentiel pour cette zone pétrolière. Le modèle projette que 566 gisements

TABLEAU 4.11

Ratcliffe – Lourd, Sud de la Saskatchewan

Gisements découverts					Gisements non découverts			Ressources totales			
Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Production cumulative	Ressources restantes	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Découverts et non découverts restants
Milliers de mètres cubes					Milliers de mètres cubes			Milliers de mètres cubes			
20	12 454	2 332	1 801	531	566	57 165	9 796	586	69 619	12 128	10 327

PARAMÈTRES DES COUCHES RÉSERVOIRS DES GISEMENTS DÉCOUVERTS

Réserves découvertes selon la province (10^3m^3)			Profondeur à partir du CE (mètres)			Zone productive nette (mètres)			Année de découverte
Saskatchewan		2 332	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	1964
			1872	1723	1981	5,6	4,2	8,6	

Porosité (fraction)			Superficie (ha)			Saturation en pétrole (fraction)			% non découvert
Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	82
0,16	0,08	0,24	460	65	971	0,57	0,51	0,65	

Informations sur les gisements individuels

Gisements découverts (10^3m^3)					Gisements non découverts (10^3m^3)				
Classement	Nom du champ - gisement		Date	PEPI	Nombre	Classement	PEPI	Cumulatif	% cumulatif
2	NEPTUNE	RATCLIFFE	19670709	3730,2	1	1	3968	3968	7
6	LAKE ALMA	RATCLIFFE	19650502	2379,4	2	3	3173	7141	12
9	SKINNER LAKE	RATCLIFFE	19681126	2090,8	3	4	2866	10007	18
14	Div. n° 1	RATCLIFFE		1533,9	4	5	2605	12612	22
18	HOFFER	RATCLIFFE	19640429	1267,8	5	7	2266	14878	26
30	Div. n° 2	RATCLIFFE		411,2	6	8	2146	17024	30
41	Div. n° 3	RATCLIFFE		242,8	7	10	1922	18946	33
52	FLAT LAKE	RATCLIFFE	19650611	191,8	8	11	1826	20772	36
					9	12	1728	22500	39
					10	13	1629	24129	42
					11	15	1453	25582	45
					12	16	1362	26944	47
					13	17	1278	28222	49
					14	19	1111	29333	51
					15	20	1028	30361	53
					16	21	942	31303	55
					17	22	864	32167	56
					18	23	782	32949	58
					19	24	712	33661	59
					20	25	647	34308	60
					21	26	590	34898	61
					22	27	489	35387	62
					23	28	451	35838	63
					24	29	417	36255	63
					25	31	387	36642	64
					26	32	361	37003	65
					27	33	340	37343	65
					28	34	320	37663	66
					29	35	305	37968	66
					30	36	293	38261	67
					31	37	280	38541	67
					32	38	269	38810	68
					33	39	251	39061	68
					34	40	244	39305	69
					35	42	237	39542	69
					36	43	232	39774	70
					37	44	226	40000	70
					38	45	221	40221	70
					39	46	216	40437	71
					40	47	212	40649	71

non découverts supplémentaires existent. On s'attend à ce qu'ils contiennent 57,2 millions de m^3 de pétrole en place (tableau 4.12). Les gisements projetés incluent 83 gisements qui devraient contenir plus de 100 000 m^3 de pétrole en place chacun; ces derniers comptent pour plus de 80 pour cent de tout le potentiel non découvert. L'évaluation des ressources totales est de 69,6 millions de m^3, dont 82 pour cent n'étaient pas encore découverts à la fin de l'année 1997.

On s'attend à ce que le gisement non découvert le plus important soit classé premier dans cette zone, avec 4,0 millions de m^3, soit légèrement plus que le gisement de Neptune, avec 3,7 millions de m^3 (figure 4.17). Les informations du graphique de corrélation donnent à penser que le gisement non découvert le plus vaste occuperait une superficie de 900 ha, avec une zone productive nette moyenne de quelque sept mètres (figure 4.18).

Environ 65 pour cent des puits de cette zone ont produit moins de 5 000 m^3 chacun et 80 pour cent moins de 10 000 m^3. Ces groupes de puits sont à l'origine de 5 et de 20 pour cent de la production totale respectivement. Les puits ayant produit de 10 000 à 30 000 m^3 et ceux ayant produit plus de 30 000 m^3 ont fourni dans chaque cas quelque 40 pour cent de la production totale. On estime que les coûts d'approvisionnement sont de l'ordre de 55-66 $/$m^3$.

TABLEAU 4.12

Tableau sommaire de la zone pétrolière de Ratcliffe

	Gisements découverts		Gisements non découverts	
Taille du gisement (PEP - m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)
10-100 millions	0	0	0	0
1-10 millions	5	11 002	15	30 360
100-1 000 milliers	5	1 127	68	16 666
10-100 milliers	8	316	274	8 997
<10 milliers	2	9	209	1 142
Total	**20**	**12 454**	**561**	**57 164**

FIGURE 4.17

Graphique de classement des gisements de Ratcliffe

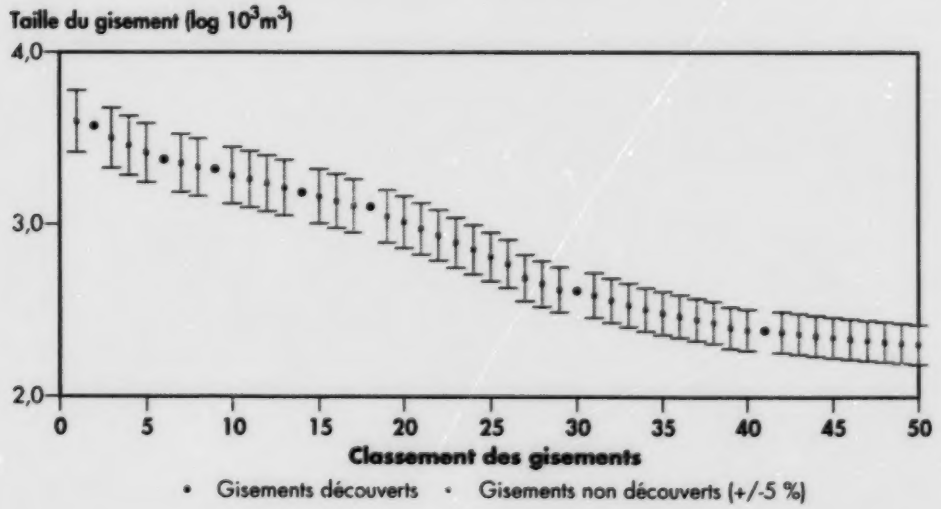
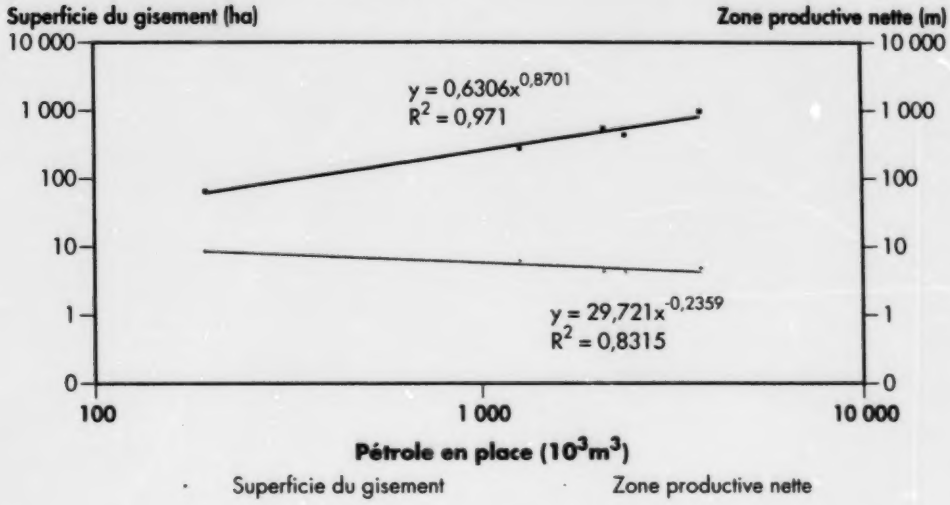


FIGURE 4.18

Graphique de corrélation de Ratcliffe



Au regard des données du rapport de la CGC de 1998, le volume de pétrole en place découvert s'agissant du pétrole léger et du pétrole lourd est passé de 54,3 à 58,4 millions de m³ en raison de l'expansion des gisements actuels et de l'inclusion de volumes divers. Aucun nouveau gisement n'a été découvert de la fin de 1994 à la fin de 1997.

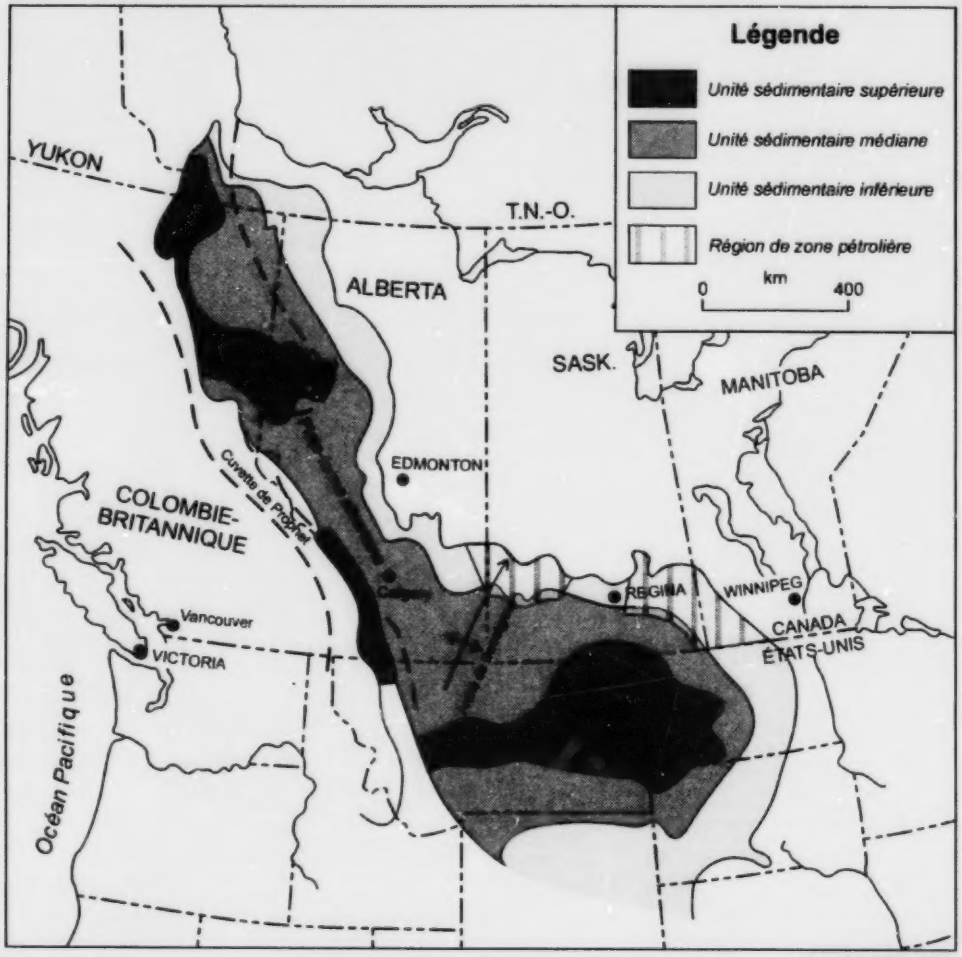
4.3.5 Zone pétrolière de Bakken

Les sédiments de la formation de Bakken s'étendent du Nord-est de la Colombie-Britannique au Sud-ouest du Manitoba (figure 4.19). En Colombie-Britannique et dans la plus grande partie de l'Alberta cette formation se compose d'un shale noir nommé formation d'Exshaw; du Sud-est de l'Alberta jusqu'au Manitoba, à l'est, elle comprend deux unités distinctes : un grès marin de base et un shale noir riche en matières organiques. Les pétroles bruts légers et lourds qu'on trouve dans le grès sont issus de deux types de roches mères distincts. Les gisements de pétrole léger situés généralement dans le Sud-est de la Saskatchewan et le Sud-ouest du Manitoba tirent leur origine de l'unité de shale et des carbonates de Lodgepole; ils n'ont pas été sujets à la biodégradation. Les gisements de pétrole lourd situés en Alberta et dans l'Ouest de la Saskatchewan tirent également leur origine de l'unité de shale et des carbonates de Lodgepole mais, en migrant vers le nord, le pétrole a été soumis à une biodégradation d'intensité faible à moyenne. La plupart des gisements de pétrole lourd sont situés dans des pièges structuraux qui sont peut-être liés à l'arche de Sweetgrass. L'étanchéité est fournie par les unités de calcaires compacts sus-jacentes de la formation de Bakken supérieure ou de la formation de Pekisko.

L'évaluation de l'Office est basée sur une estimation de pétrole en place découvert de 277,6 millions de m³ trouvés dans 134 gisements qui se composent de 39 gisements identifiés contenant 238,9 millions de m³ de pétrole en place et de 95 gisements divers attribués contenant 38,8 millions de m³ de pétrole en place, soit environ 16 pour cent du volume contenu dans les gisement identifiés (tableau 4.13). Ont été ajoutés à cela 12 gisements potentiels, contenant 0,4 million de m³ de pétrole en place, pour mieux définir de quelle façon la zone se répartit selon le modèle axé sur la géologie. Le modèle projette que 2 092 gisements non découverts supplémentaires existent. On s'attend à ce qu'ils contiennent 69,5 millions de m³ de pétrole en place (tableau 4.14). Les gisements projetés incluent 142 gisements qui devraient contenir plus de

FIGURE 4.19

Région de la zone pétrolière de Bakken



(d'après CGC 1998)

100 000 m³ de pétrole en place chacun; ces derniers comptent pour environ la moitié de tout le potentiel non découvert. L'évaluation des ressources totales est de 347,5 millions de m³, dont 20 pour cent n'étaient pas encore découverts à la fin de l'année 1997/98.

On s'attend à ce que le gisement non découvert le plus important soit classé 23e de cette zone relativement mature, avec 1,5 million de m³ de pétrole en place, ce qui est beaucoup plus modeste que le plus grand gisement à Coleville, en Saskatchewan, qui renferme 51,1 millions de m³ (figure 4.20). Les informations fournies par le graphique de corrélation donnent à penser que le gisement non découvert le plus vaste occuperait une superficie d'environ 150 ha, avec une zone productive nette moyenne de huit mètres (figure 4.21). L'industrie pétrolière estime que les ressources non découvertes étaient trop faibles compte tenu du nombre élevé de découvertes récentes. L'Office réaffirme le bien-fondé des prédictions du modèle mais partage les préoccupations de l'industrie pétrolière. Les découvertes récentes dans la zone de Bakken ont certes été nombreuses (souvent plus d'une par section), mais de taille relativement modeste. Afin d'alléger le fardeau administratif, SEM attribue désormais les récentes découvertes aux gisements

TABLEAU 4.13

Bakken – Lourd, Sud-est de l'Alberta et Sud-ouest de la Saskatchewan

Gisements découverts					Gisements non découverts			Ressources totales			
Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Production cumulative	Ressources restantes	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Découverts et non découverts restants
	Milliers de mètres cubes					Milliers de mètres cubes			Milliers de mètres cubes		
134	277 597	29 943	20 718	9 225	2104	69 911	6 127	2238	347 508	36 070	15 352

PARAMÈTRES DES COUCHES RÉSERVOIRS DES GISEMENTS DÉCOUVERTS

Réserves découvertes selon la province (10^3m^3)			Profondeur à partir du CE (mètres)			Zone productive nette (mètres)			Année de découverte
Alberta	1 075		Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	1951
Saskatchewan	28 868		827	739	964	5,6	1,1	11,5	
Porosité (fraction)			Superficie (ha)			Saturation en pétrole (fraction)			% non découvert
Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	20
0,27	0,07	0,33	390	16	2889	0,71	0,61	0,8	

Informations sur les gisements individuels

Gisements découverts (10^3m^3)					Gisements non découverts (10^3m^3)				
Classement	Nom du champ - gisement		Date	PEPI	Nombre	Classement	PEPI	Cumulatif	% cumulatif
1	COLEVILLE (SK)	SABLES [de] BAKKEN	19510904	51071,6	1	23	1518	1518	2
2	PLOVER LAKE E (SK)	SABLES [de] BAKKEN	19801007	27092,1	2	26	1196	2714	4
3	LUSELAND (SK)	SABLES [de] BAKKEN	19790310	26823,1	3	31	876	3590	5
4	PLOVER LAKE (SK)	SABLES [de] BAKKEN	19740710	18520,1	4	33	801	4391	6
5	CACTUS LAKE (SK)	BAKKEN	19741129	17931,0	5	37	723	5114	7
6	COURT (SK)	SABLES [de] BAKKEN	19820315	16248,0	6	40	658	5772	8
7	NORTH HOOSIER (SK)	SABLES [de] BAKKEN	19650607	15319,0	7	43	604	6376	9
8	FUSILIER (SK)	SABLES [de] BAKKEN	19550000	10028,8	8	45	559	6935	10
9	HOOSIER (SK)	SABLES [de] BAKKEN	19730313	9853,0	9	47	527	7462	11
10	Div. n° 1	BAKKEN		9587	10	48	503	7965	11
11	COLEVILLE SOUTH (SK)	SABLES [de] BAKKEN	19830615	9167,0	11	50	480	8445	12
12	COURT SOUTH (SK)	SABLES [de] BAKKEN	19800328	5957,9	12	52	460	8905	13
13	BUFFALO COULEE (SK)	SABLES [de] BAKKEN	19520713	5081,9	13	53	450	9355	13
14	PLOVER LAKE W (SK)	SABLES [de] BAKKEN	19760917	4797,5	14	55	423	9778	14
15	BUFFALO COULEE N (SK)	SABLES [de] BAKKEN	19520930	4672,8	15	57	416	10194	15
16	Div. n° 2	BAKKEN		3650	16	60	395	10589	15
17	HEARTS HILL (SK)	SABLES [de] BAKKEN	19830305	3611,4	17	62	389	10978	16
18	NORTH SMILEY (SK)	SABLES [de] BAKKEN	19810619	2847,8	18	63	378	11356	16
19	MILTON (SK)	SABLES [de] BAKKEN	19941104	2760,7	19	64	373	11729	17
20	Div. n° 3	BAKKEN		2558	20	67	359	12088	17
21	Div. n° 4	BAKKEN		2001	21	68	354	12442	18
22	Div. n° 5	BAKKEN		1650	22	70	341	12783	18
24	Div. n° 6	BAKKEN		1406	23	71	337	13120	19
25	Div. n° 7	BAKKEN		1224	24	74	326	13446	19
27	Div. n° 8	BAKKEN		1082	25	75	322	13768	20
28	ALTARIO	BAKKEN A	19880128	980,0	26	76	318	14086	20
29	Div. n° 9	BAKKEN		969	27	78	310	14396	21
30	ESTHER	BAKKEN Q	19950821	893,0	28	79	307	14703	21
32	Div. n° 10	BAKKEN		875	29	80	300	15003	21
34	Div. n° 11	BAKKEN		797	30	82	292	15295	22
35	Div. n° 12	BAKKEN		730	31	84	285	15580	22
36	ESTHER	BAKKEN L	19850303	727,0	32	86	278	15858	23
38	ESTHER	BAKKEN E	19950814	681,0	33	87	275	16133	23
39	Div. n° 13	BAKKEN		672	34	89	267	16400	23
41	ESTHER	BAKKEN U	19960616	636,0	35	90	264	16664	24
42	Div. n° 14	BAKKEN		621	36	91	261	16925	24
44	Div. n° 15	BAKKEN		577	37	93	255	17180	25
46	Div. n° 16	BAKKEN		537	38	94	245	17425	25
49	Div. n° 17	BAKKEN		502	39	96	240	17665	25
51	Div. n° 18	BAKKEN		470	40	97	234	17899	26

actuels. Cela peut rendre les évaluations plus difficiles à réaliser à l'avenir si l'activité de l'industrie pétrolière se maintient aux niveaux actuels, étant donné que les plus grands gisements seraient surestimés, tandis que les plus petits seraient sous-estimés, tant en nombre qu'en volume.

Environ 70 pour cent des puits ont produit moins de 1 000 m^3 chacun et 20 pour cent de 1 000 à 5 000 m^3 chacun. L'apport de ces deux groupes de puits représente environ 12 pour cent de la production totale. Environ 20 pour cent de la production provient de puits ayant produit de 10 000 à 30 000 m^3 chacun et 60 pour cent de puits ayant produit plus de 30 000 m^3 chacun. On estime que le coût moyen d'approvisionnement dans la zone de Bakken est de l'ordre de 64-73 $/$m^3$.

Au regard des données du rapport de la CGC de 1998, le volume de pétrole en place découvert s'agissant du pétrole léger et du pétrole lourd est passé de 178,9 à 251,3 millions de m^3 en raison

TABLEAU 4.14

Tableau sommaire de la zone pétrolière de Bakken

Taille du gisement (PEP - m^3)	Gisements découverts		Gisements non découverts	
	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)
10-100 millions	8	183 034	0	0
1-10 millions	17	71 908	2	2 714
100-1 000 milliers	60	20 718	140	29 856
10-100 milliers	55	2 326	1 132	32 709
<10 milliers	6	31	818	4 213
Total	**146**	**278 013**	**2 105**	**69 914**

FIGURE 4.20

Graphique de classement des gisements de Bakken

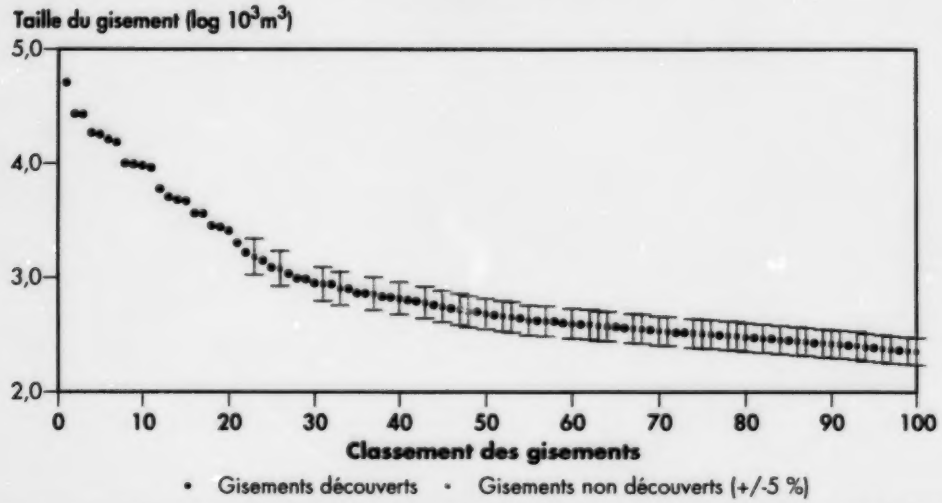
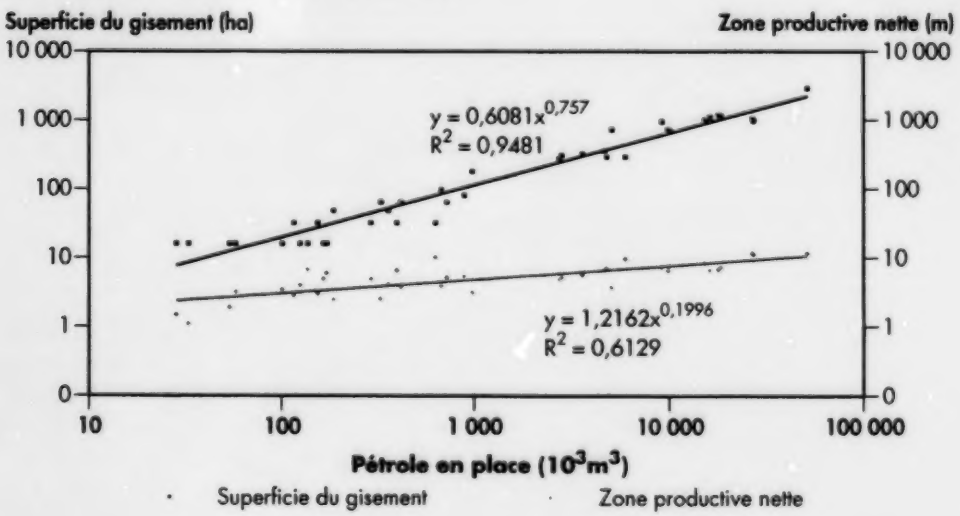


FIGURE 4.21

Graphique de corrélation de Bakken



de découvertes récentes, de l'expansion des gisements actuels, de l'inclusion de volumes divers et de l'apport des données manitobaines. Vingt-cinq nouveaux gisements ont été découverts de la fin de 1994 à la fin de 1998.

4.4 Aperçu de l'évaluation des ressources

Les principales zones pétrolières du domaine sont celles de Midale, Bakken, du sous-affleurement mississippien et de Frobisher-Alida. Ces quatre zones renferment conjointement plus de 85 pour cent du total du pétrole en place dans ce domaine. Environ 45 pour cent de ce pétrole en place, en particulier dans les zones de Midale et du sous-affleurement mississippien, n'ont pas encore été découverts (figure 4.22).

Soixante-dix pour cent des réserves découvertes ont déjà été extraites. L'Office estime que les deux tiers de la production future proviendront des gisements non découverts, le reste provenant des gisements découverts (figure 4.23). On estime que 35 millions de m^3 supplémentaires de pétrole pourraient être récupérés au moyen de nouvelles technologies ou grâce à des améliorations aux pratiques de production actuelles. Dix-huit millions de m^3 supplémentaires pourraient être récupérés des seuls gisements de Midale en raison des propriétés de ses couches réservoirs telles que leur bonne porosité et la qualité supérieure du pétrole brut.

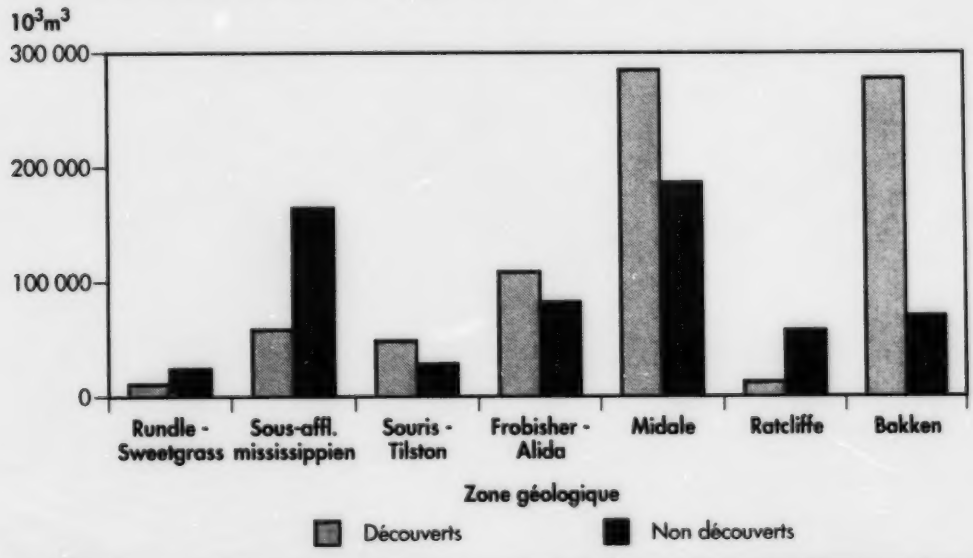
On estime que les taux de récupération moyens des zones carbonifères sont de l'ordre de 10 à 20 pour cent pour les gisements découverts et de 6 à 17 pour cent pour les gisements non découverts. On pourrait attribuer les taux de récupération inférieurs pour les gisements non découverts à la taille plus petite des gisements.

4.4.1 Zone pétrolière de Bakken

L'Office projette que le nombre total de gisements dans cette zone s'élèvera à 2 238. À ce jour, seulement sept pour cent de ces gisements, soit 146, ont été découverts. Presque 90 pour cent des gisements ont un volume de pétrole en place inférieur à 100 000 m^3 (figure 4.24).

FIGURE 4.22

Volumes initiaux en place - Carbonifère



Environ 80 pour cent du volume total de pétrole en place est contenu dans les gisements découverts, les deux tiers de ce volume étant fournis par un groupe de seulement huit gisements dont le volume de pétrole en place est supérieur à 10 millions de m^3. Les 20 pour cent restants du total se trouvent dans les gisements non découverts et sont pour l'essentiel répartis parmi les nombreux gisements renfermant moins d'un million de m^3 (figure 4.25). Tel qu'attendu, plus de la moitié des volumes récupérables de la zone provient des huit grands gisements découverts. Seulement 17 pour cent des volumes récupérables de la zone sont issus des gisements non découverts.

FIGURE 4.23

Volumes récupérables - Carbonifère

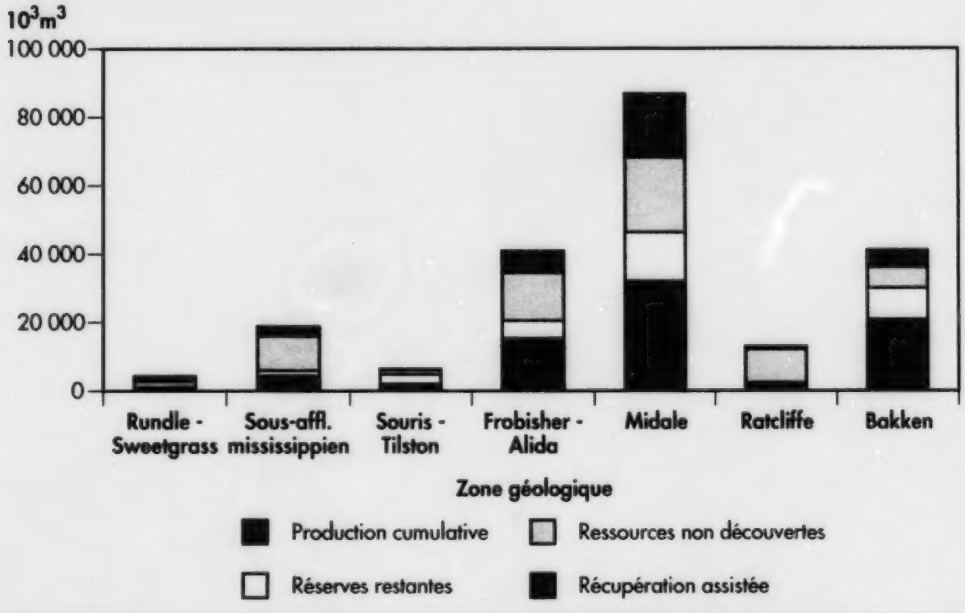
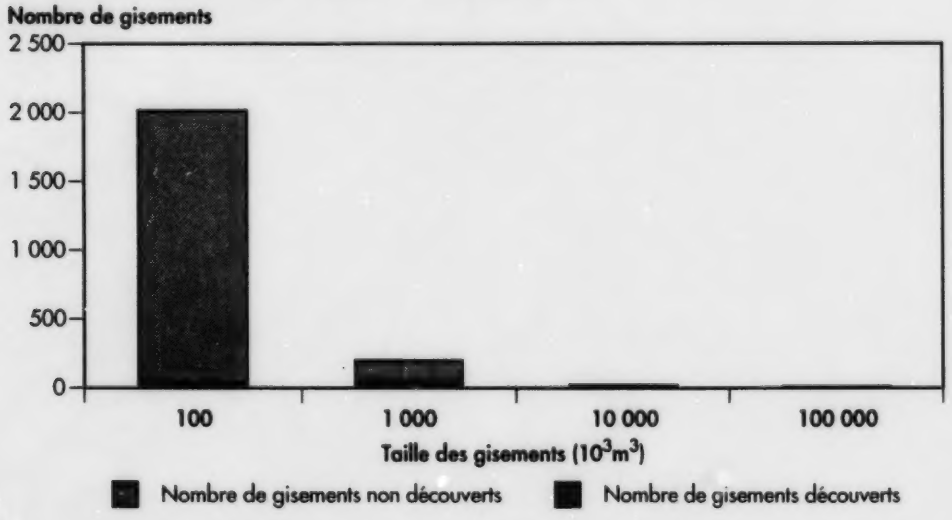


FIGURE 4.24

Répartition de la taille des gisements - Bakken



La variation des taux de récupération pour ce groupe de gisements est illustrée à la figure 4.26. Il est intéressant de noter que bien que les gisements dont le volume de pétrole en place se situe de 10 millions à 100 millions de m^3 fournissent les volumes récupérables les plus importants, ils ne présentent pas les taux de récupération les plus élevés. Les taux de récupération les plus élevés sont caractéristiques des gisements renfermant d'un million à 10 millions de m^3. Les zones productives nettes de ces gisements tendent à être plus épaisses, aussi la concentration du pétrole dans une superficie plus petite contribue-t-elle peut-être à rendre la récupération plus efficace.

L'Office estime que 60 pour cent de la production future proviendront des réserves restantes des gisements découverts et 40 pour cent des gisements non découverts. On estime que cinq millions de m^3 supplémentaires de pétrole pourraient être récupérés des gisements de Bakken grâce aux pratiques de production optimisées et à la mise en place de programmes supplémentaires de récupération assistée.

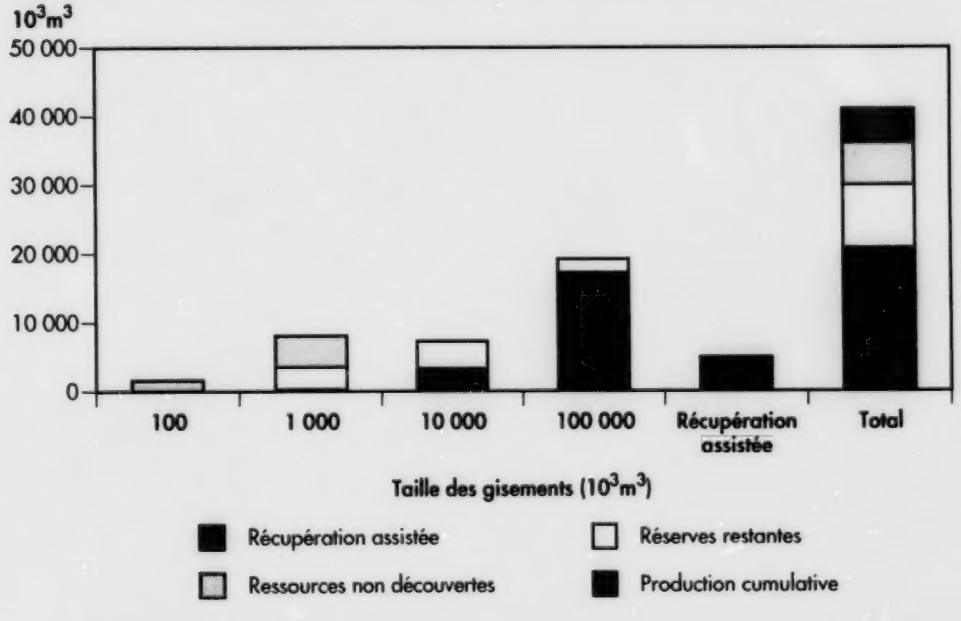
4.5 Résumé

Le volume en place des pétroles légers et lourds de l'ensemble des gisements des zones carbonifères est passé depuis la dernière analyse de la CGC de 2 857,6 à 4 210,9 millions de m^3, soit une augmentation de 47 pour cent. Le pétrole lourd représente environ un tiers du volume total de pétrole en place estimé par l'Office. Malgré qu'une fraction importante de l'augmentation s'explique par l'inclusion de volumes divers, il y a également eu expansion des gisements actuels, outre la découverte de certains gisements nouveaux. Au total, 97 nouveaux gisements ont été découverts de la fin de 1994 à la fin de 1997/98.

Le domaine carbonifère comprend sept zones pétrolières. Les deux plus importantes, celles de Midale et de Bakken, fournissent quelque 60 pour cent du volume total de pétrole en place (tableau 4.15). Environ 43 pour cent du volume estimé restent à découvrir. Les taux de

FIGURE 4.25

Volumes récupérables selon la source et la taille des gisements - Bakken



récupération des gisements découverts et non découverts sont estimés respectivement à 14 et à 11 pour cent. On estime que la production fournie par les programmes de récupération assistée permettra une récupération supplémentaire de 2,5 pour cent du volume total de pétrole en place.

L'analyse de l'Office sur les gisements de pétrole lourd indique qu'il reste une quantité importante de pétrole lourd à découvrir dans les zones carbonifères des provinces de Colombie-Britannique, d'Alberta et de Saskatchewan. Les gisements non découverts seront pour la plupart plus petits que les gisements découverts; on projette toutefois la découverte de quelques grands gisements, qui nécessitera peut-être le développement d'une nouvelle stratégie d'exploration. Certains d'entre eux ont peut-être déjà été découverts mais ne sont pas encore reconnus. En outre, certains de ces gisements émergeront peut-être de l'amalgamation future de divers gisements reconnus ou plus petits, conséquence du recours à des techniques de forage plus efficaces en vue de l'extension des gisements.

FIGURE 4.26

Taux de récupération - Bakken

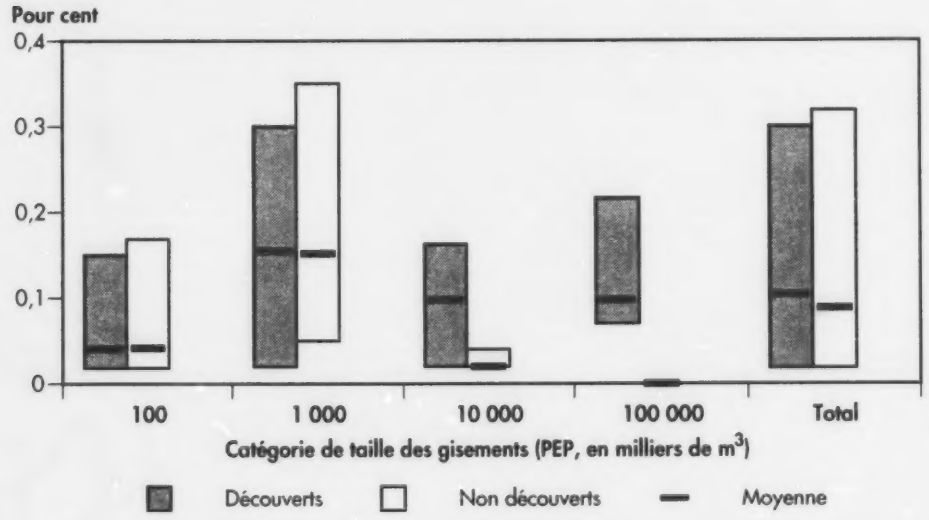


TABLEAU 4.15

Ressources du domaine carbonifère ($10^6 m^3$)

Zone pétrolière	Découvert		Non découvert	
	Pétrole en place	Récupérable	Pétrole en place	Récupérable
Rundle Sweetgrass	11,2	1,2	24,1	3,1
Sous-affleurement mississippien	58,4	5,8	164,4	13,0
Souris-Tilston	48,5	4,5	28,1	1,5
Frobisher-Alida	108,6	22,1	82,1	20,4
Midale	284,9	42,1	186,4	40,4
Ratcliffe	12,5	2,3	57,2	10,5
Bakken	277,6	38,5	69,9	11,1
Total	**801,7**	**116,5**	**612,2**	**100,0**

5. Résultats sur les zones pétrolières du domaine jurassique

5.1 Aperçu géologique

Dans une bonne partie du BSOC, les sédiments jurassiques ont été formés dans des conditions de plate-forme; dans la partie occidentale du bassin ils ont été déposés en eaux plus profondes. On suppose qu'il y a eu formation abondante de sédiments d'âge jurassique mais que ces dépôts ont été soumis à une érosion intense n'ayant laissé que des vestiges. Il y a eu trois cycles de sédimentation principaux, chaque cycle étant caractérisé par une granocroissance ascendante et un exhaussement progressif. Le premier cycle compte deux épisodes de remplissage de bassin. Le premier épisode est matérialisé à l'ouest par les dépôts de shales et de siltstones de la formation de Nordegg et, à l'est, par des carbonates et des grès à quartz-chert. Le second épisode est matérialisé par la sédimentation de siltstones, de calcaires et de shales et comprend peut-être les abondants gisements de grès de chenal de l'Ouest de l'Alberta. Le second cycle de remplissage de bassin comprend l'unité de shales de Poker Chip et les dépôts de grès de Rock Creek. Ces deux premiers cycles comprennent des sédiments qui ont été transportés essentiellement du nord-est vers le sud-ouest. Le troisième cycle, qui est postérieur à l'orogénèse du Columbien, est dominé par des sédiments provenant de l'ouest qui ont été déposés par remplissage vers l'est. Les dépôts du troisième cycle sont matérialisés par les formations de Kootenay-Nikanissin.

Les pétroles légers et lourds de ces gisements se trouvent dans des dépôts de grès et sont captifs de pièges stratigraphiques ou structuraux consécutifs au drapage de couches sur d'anciennes éminences topographiques. Les pièges stratigraphiques résultent d'une sédimentation sur des surfaces d'érosion inégales, de l'isolement par l'érosion ou du biseautage en amont-pendage de matériaux poreux. L'étanchéité est fournie par des roches d'âge jurassique et par des shales plus jeunes, des siltstones et des grès compacts. On suppose que les roches mères sont des shales carbonifères ou plus jeunes.

5.2 Région du bassin de Williston

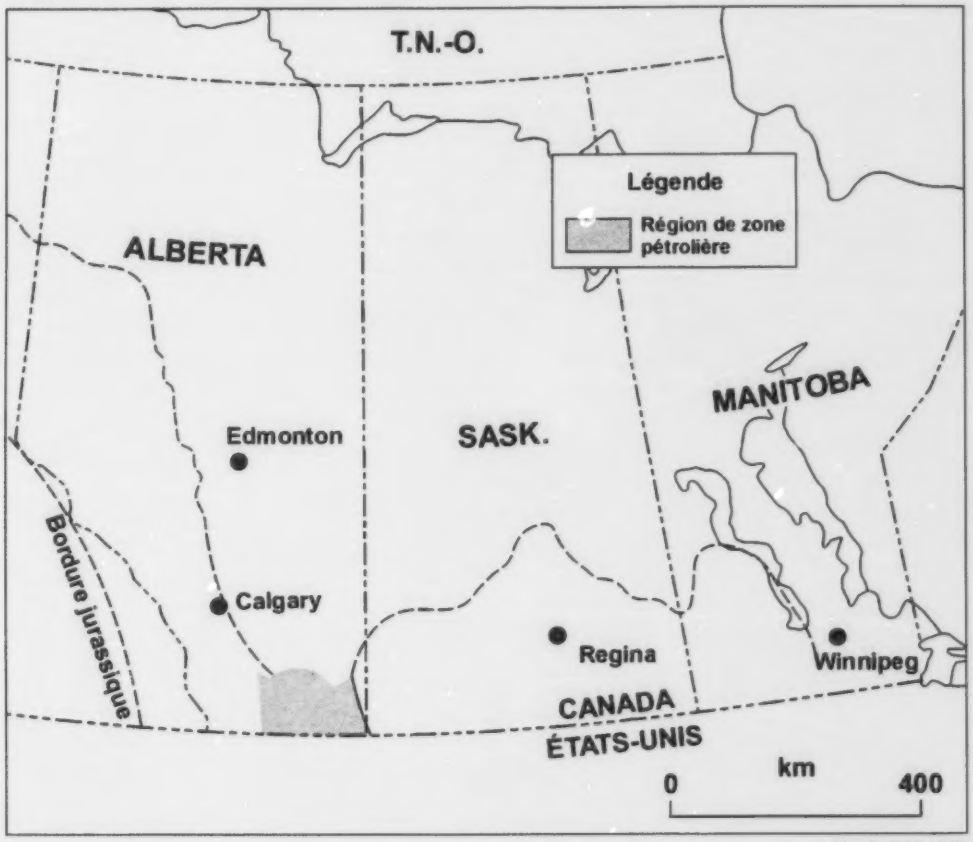
5.2.1 Zone pétrolière de Sawtooth

Cette zone comprend les gisements de pétrole lourd dans les grès de la formation de Sawtooth sur l'arche de Sweetgrass. Elle est bordée à l'est et à l'ouest par des sédiments, au nord par l'érosion et au sud par la frontière internationale (figure 5.1). Dans cette zone mature les pièges sont de nature stratigraphique et structurale; la majorité des gisements contient du pétrole lourd.

L'évaluation de l'Office est basée sur une estimation de pétrole en place découvert de 90,2 millions de m^3 trouvés dans 188 gisements identifiés (tableau 5.1). Ont été ajoutés à cela 102 gisements potentiels, contenant 3,5 millions de m^3 de pétrole en place, pour mieux définir de quelle façon la zone se répartit selon le modèle axé sur la géologie (tableau 5.2). Il n'y a aucun

FIGURE 5.1

Région de la zone pétrolière de Sawtooth



(d'après CGC 1998)

gisement divers identifié pour cette zone pétrolière. Le modèle projette que 1 422 gisements non découverts supplémentaires existent. On s'attend à ce qu'ils contiennent 30,1 millions de m^3 de pétrole en place. Les gisements projetés incluent 46 gisements qui devraient contenir plus de 100 000 m^3 de pétrole en place chacun; ces derniers comptent pour 23 pour cent de tout le potentiel non découvert. L'évaluation des ressources totales est de 123,8 millions de m^3, dont 27 pour cent n'étaient pas encore découverts à la fin de l'année 1998.

On s'attend à ce que le gisement non découvert le plus important de cette zone mature soit classé seulement 50e, avec 0,5 million de m^3 de pétrole en place. Il est éclipsé par le gisement Sawtooth B de Ronalane, qui renferme 5 millions de m^3 (figure 5.2). Les informations du graphique de corrélation donnent à penser que le gisement non découvert le plus vaste occuperait une superficie de seulement 90 ha, avec une zone productive nette moyenne de six mètres (figure 5.3). Les commentaires de l'industrie pétrolière sur cette zone sont divers. Certains estiment que les ressources non découvertes et le gisement non découvert le plus important sont trop petits, alors que d'autres sont d'avis que l'estimation de la taille du gisement le plus vaste est raisonnable mais que l'importance des ressources a été surévaluée. Dans un cas on a répondu que le volume de gisement minimal devrait être accru à 160 000 m^3. L'Office a considéré l'effet qu'aurait la modification de la taille minimale des gisements et a constaté qu'il réduirait à seulement 17 le nombre de gisements non découverts exploitables; les ressources non découvertes se chiffreraient à

TABLE 5.1

Sawtooth – Lourd, Sud de l'Alberta

Gisements découverts					Gisements non découverts			Ressources totales			
Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Production cumulative	Ressources restantes	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Découverts et non découverts restants
	Milliers de mètres cubes					Milliers de mètres cubes			Milliers de mètres cubes		
188	90 245	28 300	24 376	3 924	1524	33 544	2 714	1 712	123 789	31 014	6 638

PARAMÈTRES DES COUCHES RÉSERVOIRS DES GISEMENTS DÉCOUVERTS

Réserves découvertes selon la province (10^3m^3)	Profondeur à partir du CE (mètres)			Zone productive nette (mètres)			Année de découverte
Alberta	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	
28 300	936	846	1032	3,7	0,5	14,7	1944

Porosité			Superficie			Saturation en pétrole			% non découvert
Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	
0,22	0,12	0,29	105	8	1475	0,62	0,27	0,83	27

Informations sur les gisements individuels

Gisements découverts (10^3m^3)					Gisements non découverts (10^3m^3)				
Classement	Nom du champ - gisement		Date	PEPI	Numéro	Classement	PEPI	Cumulatif	% cumulatif
1	RONALANE	SAWTOOTH B	19901204	5083	1	50	456	456	1
2	GRAND FORKS	SAWTOOTH O	19660215	4429	2	61	366	822	2
3	GRAND FORKS	SAWTOOTH MM	19800823	4351	3	66	320	1142	3
4	GRAND FORKS	SAWTOOTH WW	19870722	3812	4	72	277	1419	4
5	GRAND FORKS	SAWTOOTH OO	19710000	2687	5	77	250	1669	5
6	CONRAD	ELLIS	19911009	2540	6	83	233	1902	6
7	GRAND FORKS	SAWTOOTH T	19851031	2500	7	85	224	2126	6
8	ENCHANT	ELLIS L	19651017	2337	8	92	211	2337	7
9	RONALANE	SAWTOOTH V	19910411	2167	9	95	204	2541	8
10	GRAND FORKS	SAWTOOTH SS	19800818	2048	10	97	197	2738	8
11	HAYS	SAWTOOTH B	19850226	1981	11	99	189	2927	9
12	GRAND FORKS	SAWTOOTH L	19850503	1940	12	102	185	3112	9
13	GRAND FORKS	SAWTOOTH Q	19750226	1839	13	109	180	3292	10
14	GRAND FORKS	SAWTOOTH PPP	19911218	1777	14	112	173	3465	10
15	GRAND FORKS	SAWTOOTH D	19861029	1727	15	113	170	3635	11
16	ENCHANT	ELLIS D	19921112	1690	16	117	165	3800	11
17	GRAND FORKS	SAWTOOTH N	19870916	1670	17	118	162	3962	12
18	HAYS	SAWTOOTH C	19850415	1524	18	120	158	4120	12
19	SKIFF	SAWTOOTH A	16941018	1431	19	124	155	4275	13
20	RONALANE	SAWTOOTH K	19900626	1231	20	126	151	4426	13
21	GRAND FORKS	SAWTOOTH II	19891215	1173	21	129	148	4574	14
22	GRAND FORKS	SAWTOOTH U	19730206	1072	22	132	143	4717	14
23	RONALANE	SAWTOOTH C	19751105	1050	23	134	141	4858	14
24	RONALANE	SAWTOOTH J	19920406	1022	24	136	137	4995	15
25	GRAND FORKS	SAWTOOTH A	19841013	1013	25	139	135	5130	15
26	RED COULEE	CUTBANK B	19600606	1010	26	141	134	5264	16
27	GRAND FORKS	SAWTOOTH W	19790225	924	27	144	130	5394	16
28	GRAND FORKS	SAWTOOTH NN	19711026	917	28	146	128	5522	16
29	ENCHANT	ELLIS C	19921109	908	29	148	126	5648	17
30	HAYS	SAWTOOTH D	19850524	876	30	150	124	5772	17
31	BOW ISLAND	SAWTOOTH D	19821227	807	31	153	121	5893	18
32	GRAND FORKS	SAWTOOTH VV	19850905	761	32	155	119	6012	18
33	RONALANE	SAWTOOTH L	19930530	750	33	157	117	6129	18
34	GRAND FORKS	SAWTOOTH CCC	19900821	688	34	158	116	6245	19
35	GRAND FORKS	SAWTOOTH LL	19791101	676	35	160	114	6359	19
36	RONALANE	SAWTOOTH O	19930619	585	36	161	112	6471	19
37	GRAND FORKS	SAWTOOTH B2B	19921023	575	37	163	112	6583	20
38	ENCHANT	ELLIS I	19531102	571	38	165	110	6693	20
39	CHIN COULEE	SAWTOOTH B	19940000	559	39	167	109	6802	20
40	GRAND FORKS	SAWTOOTH ZZ	19871015	534	40	172	107	6909	21

4,0 millions de m^3, soit un pour cent du potentiel apparent de la zone. L'analyses des coûts d'approvisionnement réalisée par l'Office a révélé que les gisements de taille plus petite que le minimum proposé demeurent viables. L'Office a décidé de réaffirmer la validité des résultats tels que fournis par le modèle géologique.

Environ 35 pour cent des puits ont produit moins de 5 000 m^3 chacun, ce qui représente moins de deux pour cent de la production totale. Cependant, quelque 40 pour cent des puits ont fourni plus de 10 000 m^3 chacun, alors que 25 pour cent des puits ont produit plus de 20 000 m^3. Environ 95 pour cent de la production totale ont été fournis par des puits produisant plus de 20 000 m^3. On estime que le coût moyen d'approvisionnement dans la zone de Sawtooth est de l'ordre modique de 42-46 $/$m^3$. (On examine les coûts d'approvisionnement au chapitre 7.)

Au regard des données du rapport de la CGC de 1998, le volume de pétrole en place découvert s'agissant du pétrole léger et du pétrole lourd est passé de 81,8 à 92,6 millions de m^3 en raison de découvertes récentes et de l'expansion des gisements actuels. Trente et un nouveaux gisements ont été découverts de la fin de 1994 à la fin de 1998.

TABLEAU 5.2

Tableau sommaire de la zone pétrolière de Sawtooth

Taille du gisement (PEP - m^3)	Gisements découverts		Gisements non découverts	
	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)
10 - 100 millions	0	0	0	0
1 - 10 millions	26	55 104	0	0
100 - 1 000 milliers	112	33 220	46	7 532
10 - 100 milliers	128	5 222	724	18 834
<10 milliers	25	163	652	3 713
Total	**290**	**93 707**	**1 422**	**30 079**

FIGURE 5.2

Graphique de classement des gisements de Sawtooth

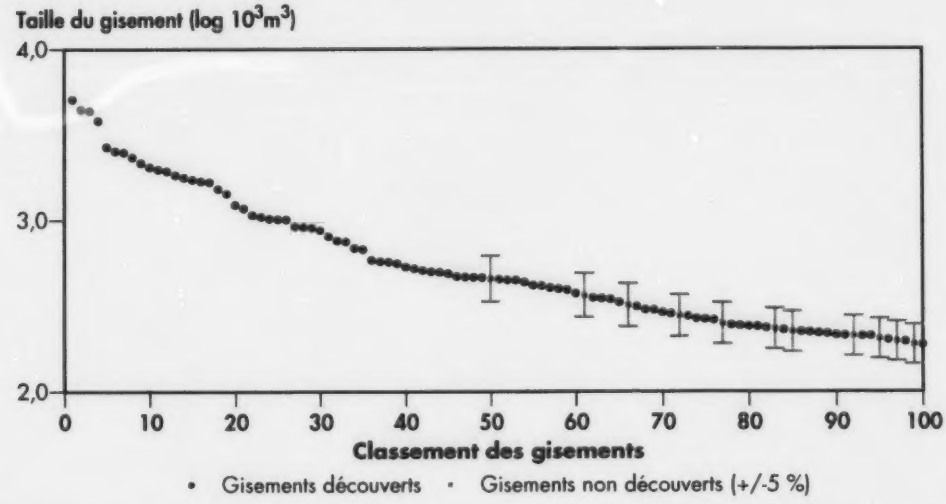
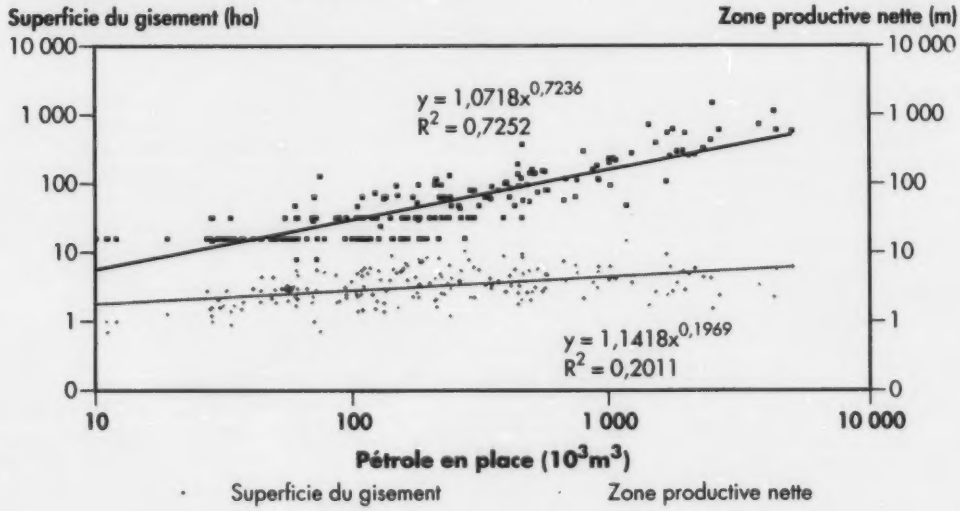


FIGURE 5.3

Graphique de corrélation de Sawtooth



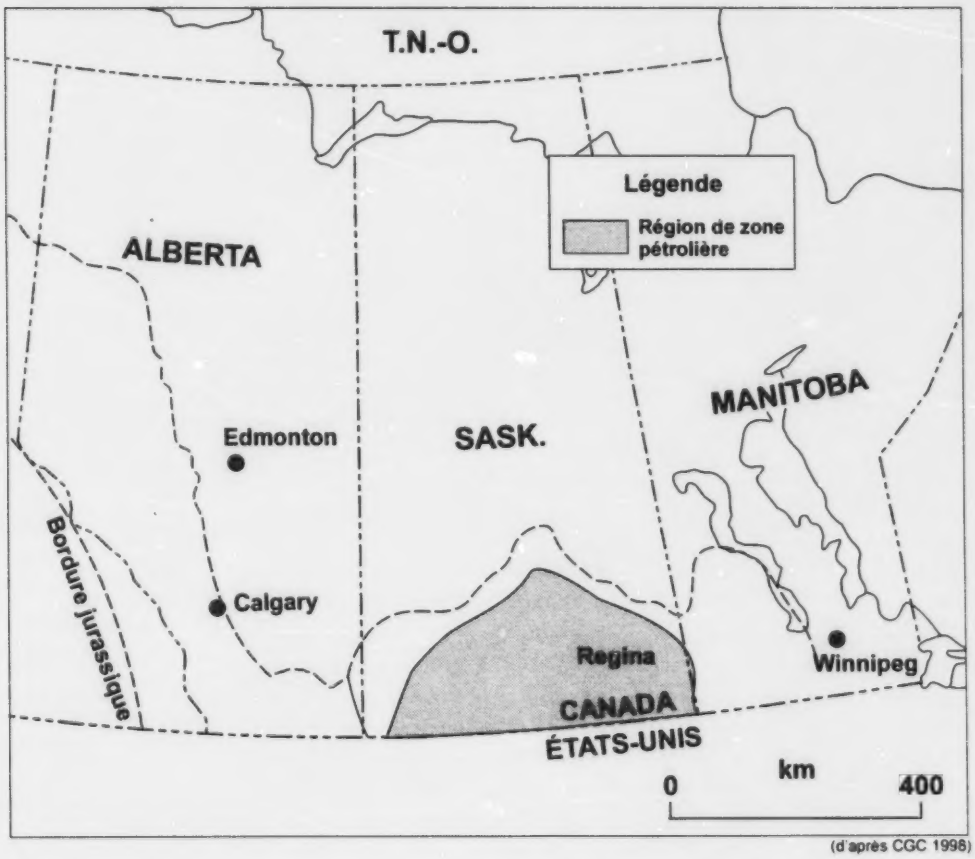
5.2.2 *Zone pétrolière de Shaunavon*[1,2]

Au départ, cette zone avait été définie comme comprenant uniquement les gisements de pétrole situés dans les grès marins peu profonds et littoraux du Shaunavon supérieur et inférieur, situés le long du flanc oriental de l'arche de Sweetgrass dans le Sud-ouest de la Saskatchewan. Elle a depuis lors été redéfinie de manière à inclure les gisements dans les grès jurassiques de Red Jacket, dans le Sud-est de la Saskatchewan, car les sables de Red Jacket sont directement équivalents aux couches de Gravelbourg et de Shaunavon supérieures (figure 5.4). Le style de piégeage de ces derniers est semblable et ils ont également pour roches mères les carbonates de Lodgepole. L'étanchéité latérale est fournie par les sédiments compacts des mêmes formations; tous les gisements contiennent du pétrole lourd.

L'évaluation de l'Office est basée sur une estimation de pétrole en place découvert de 267,7 millions de m^3 trouvés dans 131 gisements découverts (tableau 5.3). Ces gisements découverts

FIGURE 5.4

Région de la zone pétrolière de Shaunavon



(d'après CGC 1998)

1 Canadian Society of Petroleum Geologists, *Lexicon of Canadian Stratigraphy, Volume 4, Western Canada Including Eastern British Columbia, Alberta, Saskatchewan and Southern Manitoba*, sous la direction de D.J. Glass, 1990

2 Canadian Society of Petroleum Geologists and Alberta Research Council, *Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin*, compilé par G. Mossup et I. Shetsen, 1994

TABLEAU 5.3

Shaunavon – Lourd, Sud-ouest de la Saskatchewan

Gisements découverts					Gisements non découverts			Ressources totales			
Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Production cumulative	Ressources restantes	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Découverts et non découverts restants
	Milliers de mètres cubes					Milliers de mètres cubes			Milliers de mètres cubes		
131	267 663	57 764	47 782	9 982	895	203 367	27 485	1026	471 030	85 249	37 467

PARAMÈTRES DES COUCHES RÉSERVOIRS DES GISEMENTS DÉCOUVERTS

Réserves découvertes selon la province ($10^3 m^3$)			Profondeur à partir du CE (mètres)			Zone productive nette (mètres)			Année de découverte
Saskatchewan	57 764		Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	1952
			1187	596	1505	5,3	1,7	13,1	
Porosité (fraction)			Superficie (ha)			Saturation en pétrole (fraction)			% non découvert
Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	43
0,18	0,12	0,31	1035	32	4782	0,73	0,45	0,95	

Informations sur les gisements individuels

Gisements découverts ($10^3 m^3$)					Gisements non découverts ($10^3 m^3$)				
Classement	Nom du champ - gisement		Date	PEPI	Numéro	Classement	OOIP	Cumulatif	% cumulatif
1	DOLLARD	SHAUNAVON SUP.	19870919	28486	1	2	25171	25171	12
3	INSTOW	SHAUNAVON SUP.	19540620	24231	2	6	16169	41340	20
4	RAPDAN	SHAUNAVON SUP.	19530131	23859	3	10	10871	52211	26
5	BUTTE	SHAUNAVON SUP.	19670303	19214	4	12	8878	61089	30
7	DELTA	SHAUNAVON SUP.	19560527	13544	5	15	8135	69224	34
8	BUTTE WEST	SHAUNAVON SUP.	19670000	12869	6	17	7484	76708	38
9	BONE CREEK	SHAUNAVON SUP.	19541009	12207	7	21	6463	83171	41
11	LEITCHVILLE	SHAUNAVON	19600428	8943	8	23	5958	89129	44
13	WHITEMUD	SHAUNAVON	19630116	8650	9	25	5452	94581	47
14	NORTH PREMIER	SHAUNAVON SUP.	19530315	8302	10	28	4805	99386	49
16	SUFFIELD	SHAUNAVON SUP.	19541120	7543	11	29	4591	103977	51
18	BENCH	SHAUNAVON SUP.	19690204	7257	12	32	3980	107957	53
19	GULL LAKE NORTH	SHAUNAVON SUP.	19530803	7219	13	33	3803	111760	55
20	LEON LAKE	SHAUNAVON	19531203	6911	14	37	3207	114967	57
22	RAPDAN WEST	SHAUNAVON	19550719	6367	15	38	3024	117991	58
26	CLINTONVILLE	SHAUNAVON	19850908	4921	16	40	2650	120641	59
27	GARDENHEAD	SHAUNAVON SUP.	19930000	4850	17	42	2529	123170	61
30	EASTBROOK	SHAUNAVON	19660523	4470	18	43	2393	125563	62
31	RED JACKET	SABLES DE RED JACKET	19840224	4425	19	44	2169	127732	63
34	Div. n° 1	SHAUNAVON		3705	20	45	1994	129726	64
35	ILLERBRUN	SHAUNAVON SUP.	19650523	3620	21	46	1993	131719	65
36	GULL LAKE CENTRAL	SHAUNAVON SUP.	19530130	3467	22	48	1870	133589	66
39	EASTEND	SHAUNAVON	19520901	2776	23	51	1819	135408	67
41	NOTUKEU	SHAUNAVON SUP.	19690309	2541	24	53	1724	137132	67
47	COOTHILL	SABLES DE RED JACKET	19660306	1872	25	54	1684	138816	68
49	GULL LAKE SOUTH	SHAUNAVON SUP.	19520000	1856	26	57	1602	140418	69
50	BATTLE CREEK S.	SHAUNAVON SUP.	19880107	1822	27	59	1516	141934	70
52	ANTELOPE LAKE	SHAUNAVON SUP.	19640000	1755	28	60	1415	143349	70
55	COVINGTON WEST	SHAUNAVON SUP.	19690000	1643	29	62	1364	144713	71
56	RAPDAN NORTH	SHAUNAVON INF.	19690000	1634	30	63	1305	146018	72
58	MOOSOMIN	SABLES DE RED JACKET	19840303	1593	31	65	1254	147272	72
61	Div. n° 2	SHAUNAVON		1377	32	67	1143	148415	73
64	COVINGTON	SHAUNAVON SUP.	19690725	1287	33	68	1114	149529	74
66	RED JACKET SOUTH	SABLES DE RED JACKET	19891228	1218	34	69	1090	150619	74
71	Div. n° 3	SHAUNAVON		955	35	70	1037	151656	75
75	RAPDAN SOUTH	SHAUNAVON SUP.	19840000	882	36	72	946	152602	75
78	CHAMBERY	SHAUNAVON SUP.	19530330	799	37	73	908	153510	75
80	DELTA WEST	SHAUNAVON SUP.	19530607	781	38	74	895	154405	76
81	Div. n° 4	SHAUNAVON		741	39	76	845	155250	76
					40	77	821	156071	77

se composent de 47 gisements identifiés contenant 253,9 millions de m^3 et 84 gisements divers attribués contenant 13,8 millions de m^3, environ cinq pour cent du volume des gisements identifiés. Il n'y a aucun gisement potentiel pour cette zone pétrolière. Le modèle projette que 896 gisements non découverts supplémentaires existent. On s'attend à ce qu'ils contiennent 203,4 millions de m^3 de pétrole en place (tableau 5.4). Les gisements projetés incluent 156 gisements qui devraient contenir plus de 100 000 m^3 de pétrole en place chacun; ces derniers comptent pour plus de 90 pour cent de tout le potentiel non découvert. L'évaluation des ressources totales est de 471,0 millions de m^3, dont 43 pour cent n'étaient pas encore découverts à la fin de l'année 1997.

On s'attend à ce que le gisement non découvert le plus important soit classé deuxième, avec 25,2 millions de m^3, derrière le gisement de Dollard qui renferme 28,5 millions de m^3 (figure 5.5). Les informations du graphique de corrélation donnent à penser que le gisement non découvert le plus vaste occuperait 5 000 ha, avec une zone productive nette moyenne d'environ sept mètres (figure 5.6). On note dans l'unique réponse de l'industrie pétrolière l'inclusion de gisements situés à l'extérieur de l'aire originelle de la zone. L'Office avait en effet élargi la définition de la zone. L'accroissement de l'aire de la zone devrait également fournir des territoires supplémentaires pour

TABLEAU 5.4

Tableau sommaire de la zone pétrolière de Shaunavon

Taille du gisement (PEP - m^3)	Gisements découverts		Gisements non découverts	
	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)
10 - 100 millions	7	134 410	3	52 211
1 - 10 millions	28	117 687	32	99 446
100 - 1000 milliers	36	13 751	121	37 239
10 - 100 milliers	42	1 734	378	13 014
<10 milliers	18	82	362	1 457
Total	**131**	**267 664**	**896**	**203 366**

FIGURE 5.5

Graphique de classement des gisements de Shaunavon

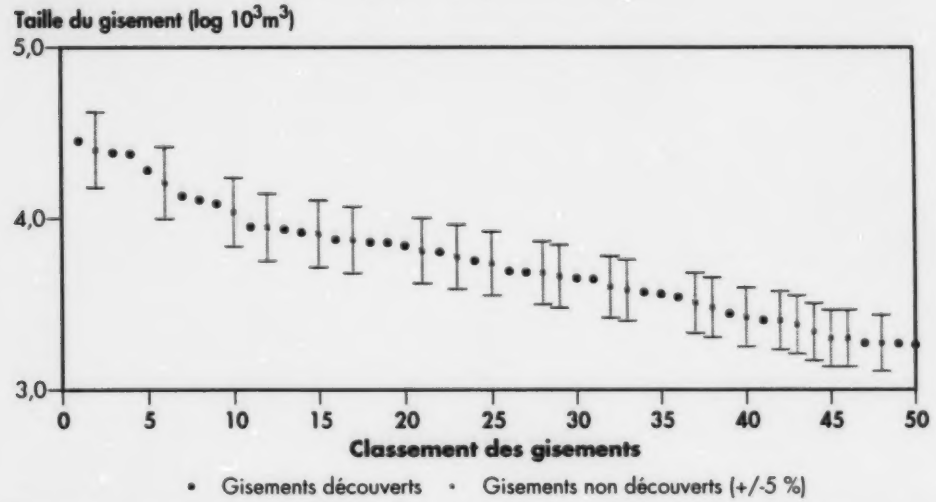
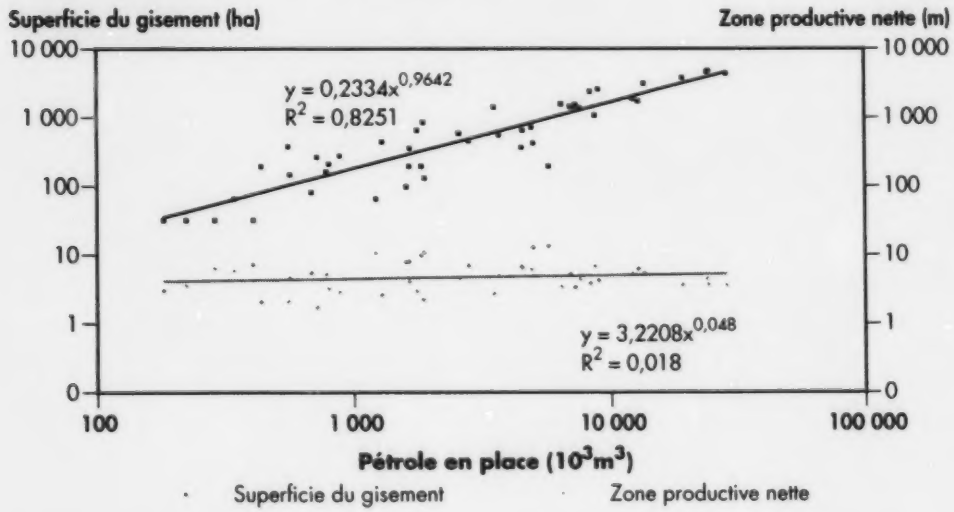


FIGURE 5.6

Graphique de corrélation de Shaunavon



de nouvelles initiatives d'exploration, en particulier dans la région à forage peu intensif située entre Regina et Swift Current, en Saskatchewan.

La moitié des puits ont produit moins de 5 000 m^3, ce qui représente moins de trois pour cent de la production totale. Cependant, 15 pour cent des puits ont fourni plus de 50 000 m^3 chacun, ce qui équivaut à environ 80 pour cent de la production totale. Le coût moyen d'approvisionnement dans la zone est de l'ordre de 36-38 $\$/m^3$, soit le moins élevé parmi les zones de pétrole lourd classique analysées, ce qui fait de la zone pétrolière Shaunavon une zone cible économiquement intéressante.

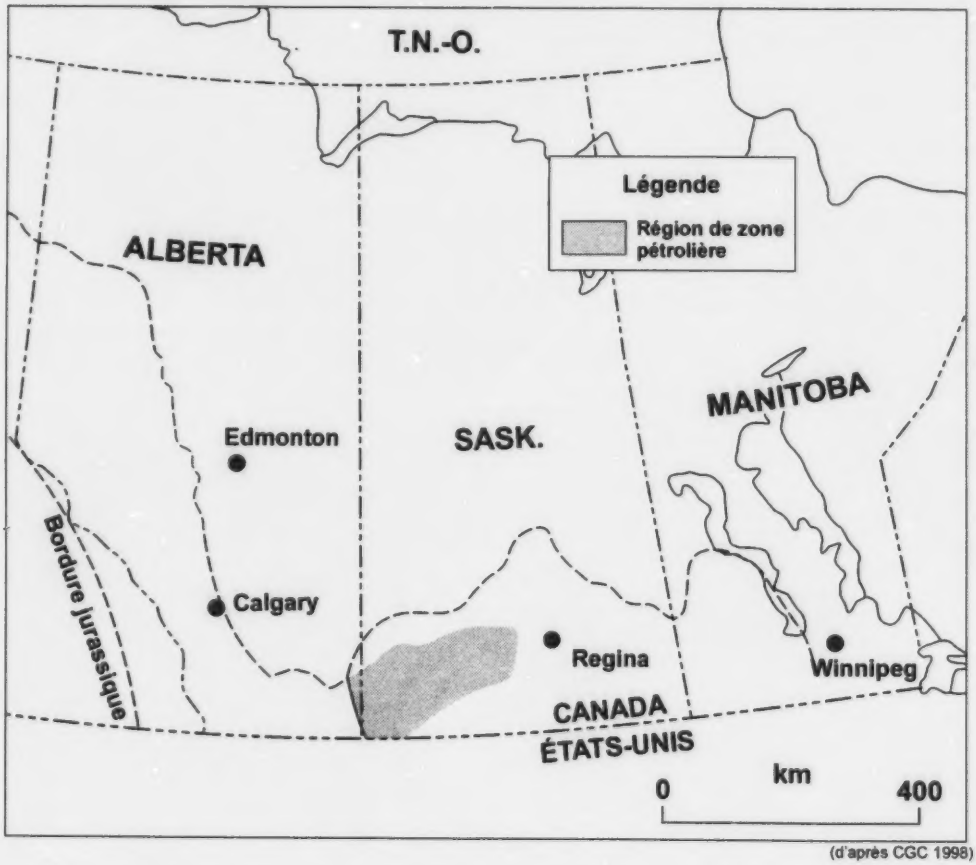
Au regard des données du rapport de la CGC de 1998, le volume de pétrole en place découvert s'agissant du pétrole lourd est passé de 228,7 à 251,9 millions de m^3 en raison de l'expansion des gisements actuels et de l'inclusion de volumes divers. Aucun gisement nouveau n'a été découvert de la fin de 1994 à la fin de 1997.

5.2.3 Zone pétrolière de Roseray-Success

Cette zone est définie comme comprenant les gisements pétroliers dans les grès des formations de Roseray et de Success dans le Sud de la Saskatchewan. Les changements de faciès stratigraphiques et les pièges de discordance constituent les mécanismes de piégeage de ces gisements. L'étanchéité

FIGURE 5.7

Région de la zone pétrolière de Roseray-Success



(d'après CGC 1998)

est fournie par des shales d'âge équivalent ou par des grès compacts du même âge ou plus jeunes. On suppose que les roches mères sont ces mêmes shales ou des carbonates carbonifères plus profonds. Cette zone pétrolière est localisée dans le Sud-ouest de la Saskatchewan, au nord et au nord-est de la zone originelle de Shaunavon (figure 5.7).

L'évaluation de l'Office est basée sur une estimation de pétrole en place découvert de 187,2 millions de m^3 trouvés dans 96 gisements découverts (tableau 5.5). Ces gisements découverts se composent de 25 gisements identifiés contenant 171,9 millions de m^3 et 71 gisements divers attribués contenant 15,3 millions de m^3, environ neuf pour cent du volume des gisements identifiés. Il n'y a aucun gisement potentiel pour cette zone pétrolière. Le modèle projette que 1 470 gisements non découverts supplémentaires existent. On s'attend à ce qu'ils contiennent 99,3 millions de m^3 de pétrole en place (tableau 5.6). Les gisements projetés incluent 172 gisements qui devraient contenir plus de 100 000 m^3 de pétrole en place chacun; ces derniers comptent pour environ 75 pour cent de tout le potentiel non découvert. L'évaluation des ressources totales est de 286,5 millions de m^3, dont 35 pour cent n'étaient pas encore découverts à la fin de l'année 1997.

TABLEAU 5.5

Roseray-Success – Lourd, Sud-ouest de la Saskatchewan

Gisements découverts					Gisements non découverts			Ressources totales			
Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Production cumulative	Ressources restantes	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Découverts et non découverts restants
	Milliers de mètres cubes					Milliers de mètres cubes			Milliers de mètres cubes		
96	187 176	63 998	49 145	14 853	1470	99 334	10 802	1 566	286 510	74 800	25 655

PARAMÈTRES DES COUCHES RÉSERVOIRS DES GISEMENTS DÉCOUVERTS

Réserves découvertes selon la province ($10^3 m^3$)			Profondeur à partir du CE (mètres)			Zone productive nette (mètres)			Année de découverte
Saskatchewan		63 998	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	1952
			958	788	1075	5,7	2,4	13,1	
Porosité (fraction)			Superficie (ha)			Saturation en pétrole (fraction)			% non découvert
Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	35
0,26	0,22	0,31	657	49	3672	0,69	0,58	0,8	

Informations sur les gisements individuels

Gisements découverts ($10^3 m^3$)					Gisements non découverts ($10^3 m^3$)			
Classement	Nom du champ - gisement		Date	PEPI	Numéro	Classement	OOIP	Cumulatif	% cumulatif
1	BATTRUM	SABLES DE ROSERAY	19550129	51273,0	1	10	5839	5839	6
2	FOSTERTON	SABLES DE ROSERAY	19520113	25193,0	2	15	3325	9164	9
3	CANTUAR	SABLES DE ROSERAY	19520910	14939,0	3	16	2966	12130	12
4	SUFFIELD	SABLES DE ROSERAY	19540000	11554,0	4	17	2595	14725	15
5	SOUTH SUCCESS	SABLES DE ROSERAY	19530000	11059,0	5	19	2216	16941	17
6	VERLO	SABLES DE ROSERAY	19560501	9786,6	6	20	2057	18998	19
7	NORTH PREMIER	SABLES DE ROSERAY	19530121	9383,0	7	22	1705	20703	21
8	MAIN SUCCESS	SABLES DE ROSERAY	19521029	6858,1	8	25	1463	22166	22
9	BEVERLEY	SABLES DE ROSERAY	19521025	6033,0	9	27	1418	23584	24
11	CANTUAR EAST	SABLES DE ROSERAY	19520000	4980,0	10	28	1362	24946	25
12	Div. n° 1	R-S		4334,9	11	29	1195	26141	26
13	COLEVILLE SOUTH	SUCCESS	19850000	3794,1	12	31	1128	27269	27
14	MILTON	SUCCESS	19800000	3479,0	13	33	1085	28354	29
18	LOVERNA	SUCCESS	19521029	2492,7	14	35	1003	29357	30
21	HAZLET	SABLES DE ROSERAY	19630907	1984,0	15	37	991	30348	31
23	BATTRUM NORTH	SABLES DE ROSERAY	19790725	1678,0	16	38	913	31261	31
24	Div. n° 2	R-S		1587,4	17	39	885	32146	32
26	SUCCESS ALPHA	SABLES DE ROSERAY	19530520	1440,0	18	41	828	32974	33
30	FOSTERTON SOUTH	SABLES DE ROSERAY	19650000	1173,8	19	42	800	33774	34
32	Div. n° 3	R-S		1093,9	20	43	769	34543	35
34	SUCCESS NORTH	SABLES DE ROSERAY	19660817	1038,1	21	44	751	35294	36
36	CANTUAR NORTH	SABLES DE ROSERAY	19680331	999,5	22	45	714	36008	36
40	Div. n° 4	R-S		844,1	23	47	676	36684	37
46	Div. n° 5	R-S		688,2	24	48	644	37328	38
51	ANTELOPE LAKE S.	SABLES DE ROSERAY	19640722	584,1	25	49	619	37947	38
56	Div. n° 6	R-S		580,2	26	50	618	38565	39
59	Div. n° 7	R-S		500,2	27	52	584	39149	39
66	ANTELOPE LAKE	SABLES DE ROSERAY	19940611	469,9	28	54	569	39718	40
67	GULL LAKE	SABLES DE ROSERAY	19940000	464,5	29	55	554	40272	41
73	ANTELOPE LAKE E.	SABLES DE ROSERAY	19640116	457,3	30	56	548	40820	41
78	ANTELOPE LAKE N.	SABLES DE ROSERAY	19950126	443,3	31	57	530	41350	42
					32	58	529	41879	42
					33	60	495	42374	43
					34	61	495	42869	43
					35	62	484	43353	44
					36	63	478	43831	44
					37	64	476	44307	45
					38	65	471	44778	45
					39	68	464	45242	46
					40	69	464	45706	46

On s'attend à ce que le plus important gisement non découvert de cette zone soit classé dixième, avec 5,8 millions de m^3, soit un dixième de la taille du plus vaste gisement, celui de Battrum (figure 5.8). Les informations du graphique de corrélation donnent à penser que le gisement non découvert le plus important occuperait une superficie de 400 ha, avec une zone productive nette moyenne de sept mètres (figure 5.9).

Les informations de nature historique indiquent que seulement un pour cent de la production totale provient de puits ayant fourni moins de 5 000 m^3 chacun, lesquels représentent 35 pour cent de l'ensemble des puits qui ont été forés dans la région. Cependant, 60 pour cent des puits ont produit plus de 10 000 m^3 chacun, ce qui représente environ la moitié de la production totale. Le coût moyen d'approvisionnement calculé est de l'ordre de 41-~~44~~ $/$m^3$.

Au regard du rapport de la CGC de 1998, le volume de pétrole lourd en place découvert est passé de 150,3 à 171,9 millions de m^3, en raison de l'expansion des gisements actuels et de l'inclusion de volumes divers. Un gisement unique a été découvert de la fin de 1994 à la fin de 1997.

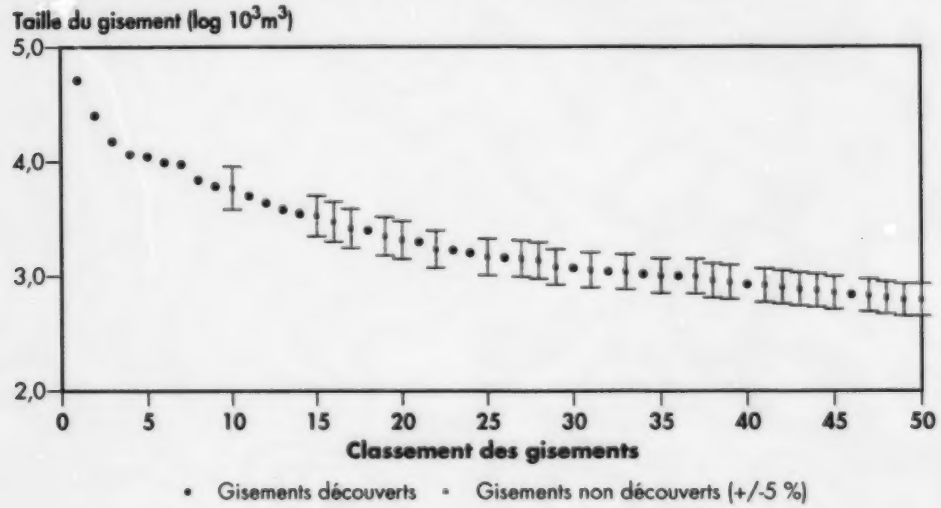
TABLEAU 5.6

Tableau sommaire de la zone pétrolière de Roseray-Success

Taille du gisement (PEP - m^3)	Gisements découverts		Gisements non découverts	
	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)
10 - 100 millions	5	114 018	0	0
1 - 10 millions	16	61 137	14	29 357
100 - 1000 milliers	30	10 498	158	44 374
10 - 100 milliers	35	1 471	687	22 722
<10 milliers	10	53	611	2 881
Total	**96**	**187 176**	**1 470**	**99 333**

FIGURE 5.8

Graphique de classement des gisements de Roseray-Success



5.3 Aperçu de l'évaluation des ressources

Le domaine jurassique possède le volume total le plus petit parmi les trois zones analysées dans la présente analyse, en raison essentiellement de l'étendue restreinte de ses trois principales zones pétrolières géologiques dans le BSOC. Environ 60 pour cent du volume de pétrole en place estimé de ce domaine, soit 885 millions de m^3, ont déjà été découverts (figure 5.10); la moitié de ce volume est située dans la zone de Shaunavon.

Plus de 80 pour cent des réserves découvertes dans cette zone ont déjà été extraits (figure 5.11). Bien que les gisements non découverts renferment 40 pour cent du volume total de pétrole en

FIGURE 5.9

Graphique de corrélation de Roseray-Success

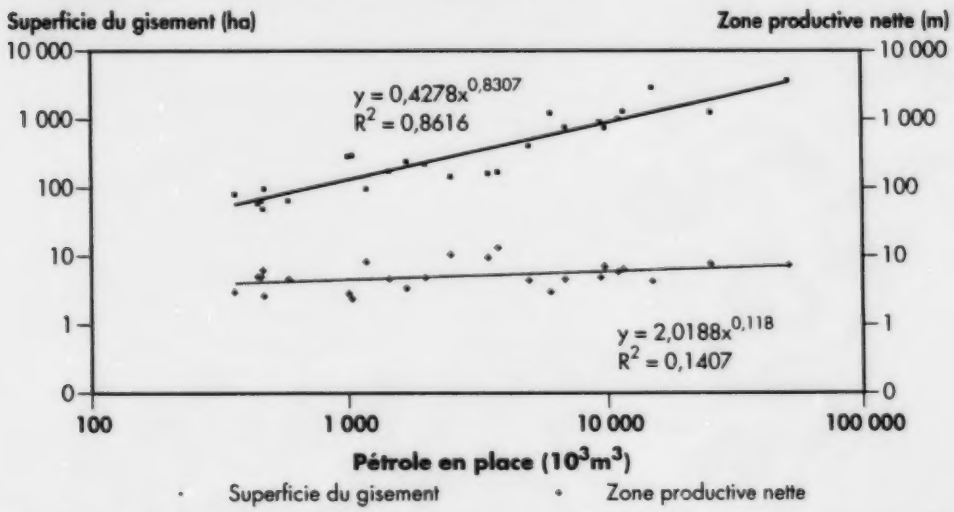


FIGURE 5.10

Volume initiaux en place - Jurassique

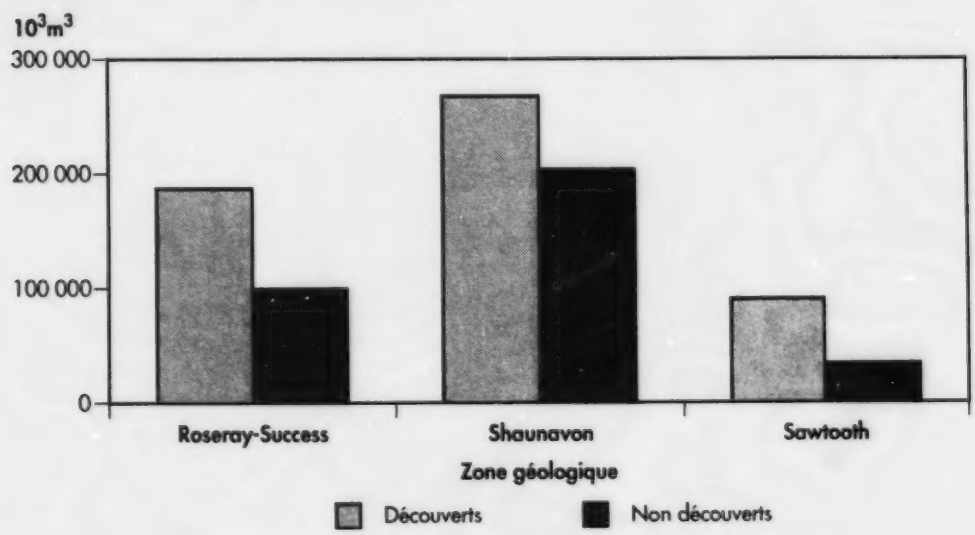
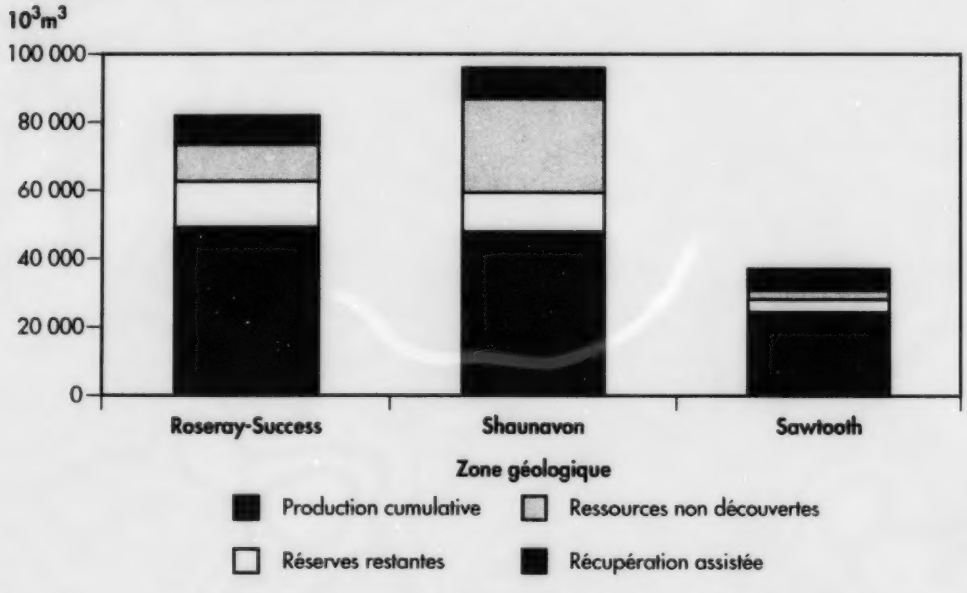


FIGURE 5.11

Volumes récupérables - Jurassique



place, ils ne contiennent que 20 pour cent des volumes récupérables. Cela traduit principalement la répartition de la taille des gisements; en effet, 80 à 90 pour cent des gisements non découverts possèdent un volume de pétrole en place inférieur à 100 000 m^3. Par comparaison, seulement 40 à 50 pour cent des gisements découverts ont un volume de pétrole en place inférieur à 100 000 m^3. On s'attend à ce que l'essentiel de la production future provienne des gisements non découverts; 24,7 millions de m^3 de pétrole supplémentaires pourraient être récupérés grâce à des améliorations des techniques de production.

Les taux de récupération moyens des gisements découverts dans les zones de Sawtooth, Shaunavon et Roseray-Success sont de 31, 22 et 33 pour cent respectivement. Ces valeurs sont relativement élevées par rapport aux autres zones de pétrole lourd classique. Le taux de récupération moyen élevé pour la zone Sawtooth résulte des gisements de la région de Grand Forks en Alberta, où il y a une forte poussée hydraulique naturelle de fond et où les récupérations estimatives peuvent atteindre 50 pour cent. On s'attend à ce qu'une amélioration supplémentaire des taux de récupération des gisements découverts accroisse la récupération de deux à sept pour cent supplémentaires. On prévoit en outre que les taux de récupération des gisements non découverts s'échelonneront seulement de 8 à 14 pour cent, soit moins de la moitié des taux de récupération des gisements découverts. Cette réduction des taux de récupération anticipés s'explique par l'absence probable dans certaines régions de la poussée hydraulique de fond qui est à l'origine des taux de récupération plus élevés des gisements découverts.

5.3.1 Zone pétrolière de Shaunavon

La zone de Shaunavon renferme 53 pour cent du pétrole en place, 40 pour cent des réserves et les deux tiers des ressources non découvertes du domaine jurassique. On s'attend à ce que cette zone contienne 1 027 gisements, dont seulement 131 ont été découverts à ce jour. On prévoit en outre que 80 pour cent de l'ensemble des gisements renfermeront moins de 100 000 m^3 de pétrole en

place et que 15 pour cent des gisements renfermeront un volume de pétrole en place de 100 000 à un million de m^3 (figure 5.12).

On évalue le volume total de pétrole en place dans la zone de Shaunavon à 471 millions de m^3, dont 57 pour cent, soit 268 millions de m^3, ont déjà été découverts. Les gisements dont le volume de pétrole en place est inférieur à un million de m^3 jouent un rôle très mineur dans le développement de cette zone, car seulement 14 pour cent du volume total de pétrole en place sont situés dans les gisements de cette taille.

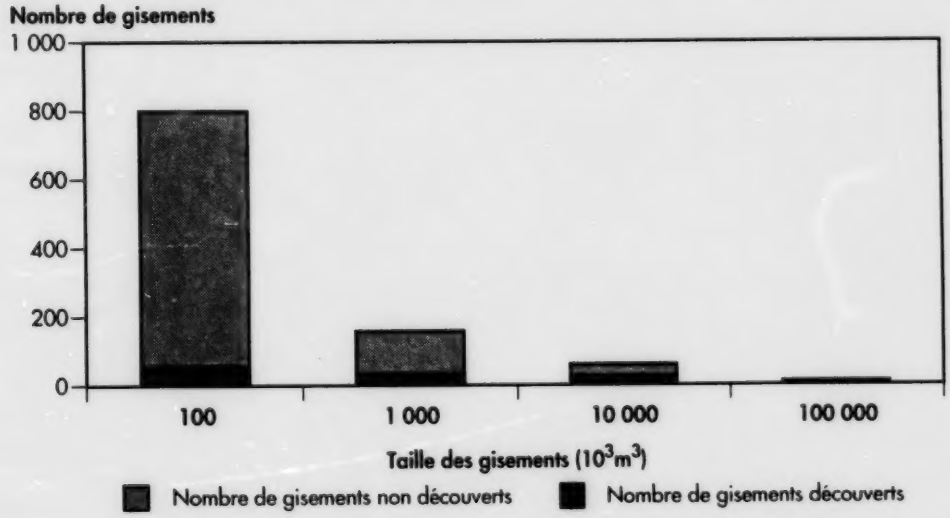
On trouve les deux tiers des volumes récupérables dans les gisements découverts. Il semble que les gisements contenant plus de 10 millions de m^3 constituent les gisements les plus importants pour le développement économique d'ensemble de cette zone. Quelque 60 pour cent du volume récupérable total sont contenus dans ces gisements, 48 pour cent du volume récupérable total étant localisés dans les sept gisements découverts les plus importants (figure 5.13). Presque 80 pour cent du volume récupérable des gisements non découverts et presque 26 pour cent du volume récupérable total, proviendront de gisements non découverts renfermant plus d'un million de m^3. Cela réduit d'autant l'importance de la contribution des gisements non découverts plus modestes.

Les petits gisements non découverts ne jouent qu'un rôle relativement mineur dans la mise en valeur de cette zone, car la plupart d'entre eux sont de taille inférieure à la taille de gisement minimale seuil de 91 000 m^3. Les petits gisements de taille supérieure à la taille minimale renfermeront de 13 à 14 pour cent du pétrole en place (figure 5.14). Les taux de récupération de la plupart des gisements découverts sont de l'ordre de 14 à 20 pour cent; cependant, les taux de récupération des gisements plus vastes s'inscrivent dans la fourchette 20 à 30 pour cent.

On s'attend à ce que l'essentiel de la production future provienne des gisements non découverts en dépit de leurs taux de récupération relativement faibles. En effet, il existe un nombre considérable de gisements non découverts; en outre, les gisements découverts ont déjà fourni une fraction

FIGURE 5.12

Répartition de la taille des gisements – Shaunavon



importante de leurs réserves récupérables. Un volume supplémentaire de 9,1 millions de m³ pourrait cependant être récupéré à partir des gisements de Shaunavon découverts grâce aux pratiques de production optimisées et à la mise en place de programmes supplémentaires de récupération assistée.

FIGURE 5.13

Volumes récupérables selon la source et la taille des gisements - Shaunavon

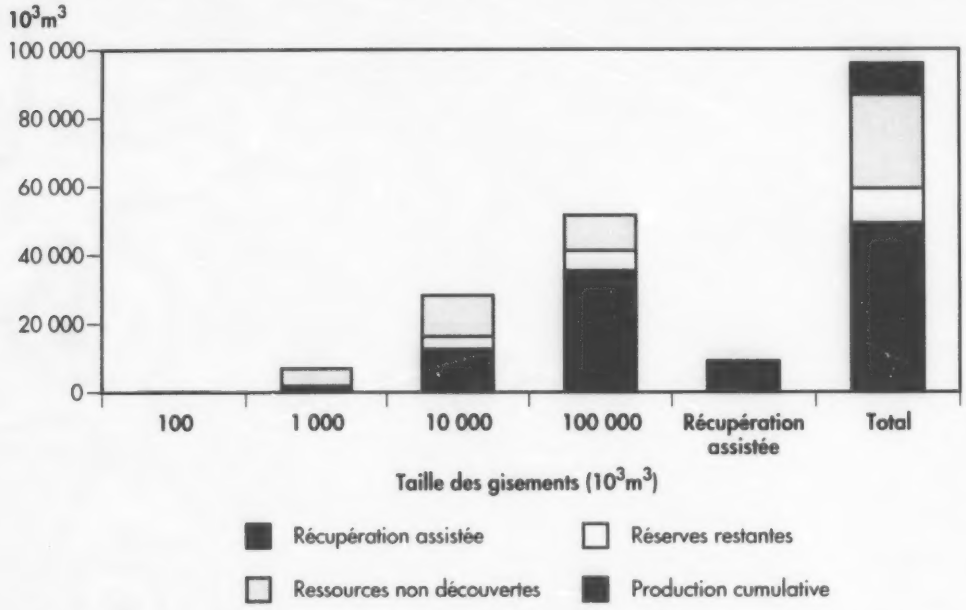
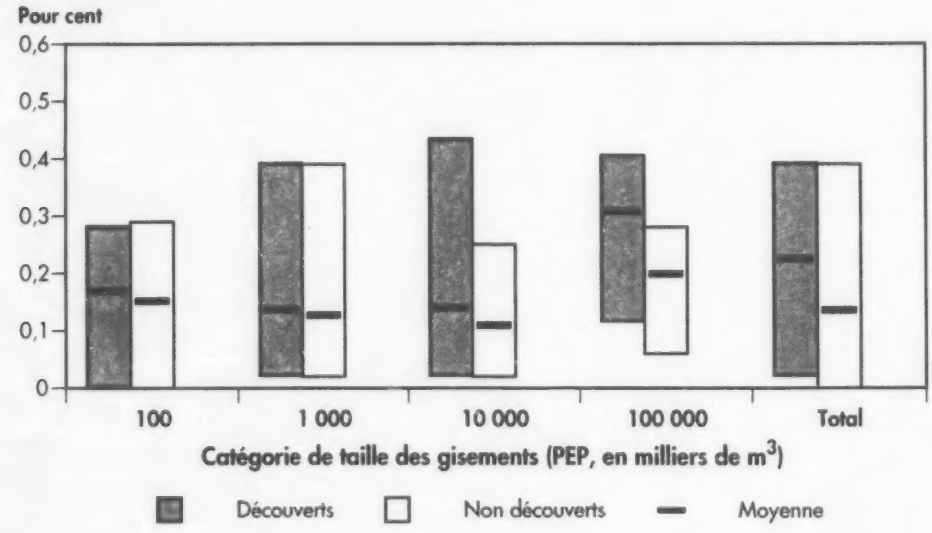


FIGURE 5.14

Taux de récupération – Shaunavon



5.4 Résumé

Depuis la dernière analyse par la CGC, le volume de pétrole en place découvert s'agissant du pétrole léger et du pétrole lourd pour l'ensemble des zones du domaine jurassique est passé de 532,9 à 888,7 millions de m^3, soit un accroissement de 67 pour cent. Le pétrole brut représente la presque totalité du volume de pétrole en place estimé par l'Office. Une proportion considérable de cette augmentation est certes due à l'inclusion des volumes divers, mais il y a également eu expansion des gisements actuels, outre un certain nombre de découvertes récentes. Trente-deux gisements ont été découverts de la fin de 1994 à la fin de 1997/98, essentiellement dans la zone de Sawtooth.

Bien qu'il n'y ait que trois zones pétrolières dans ce domaine, on estime que les volumes récupérables sont supérieurs à ceux du domaine carbonifère (tableau 5.7). On estime que 60 pour cent du pétrole en place ont déjà été découverts et l'on s'attend à ce que le pétrole en place restant soit réparti dans un grand nombre de gisements plus petits. En raison des propriétés de ses couches réservoirs et de la présence d'eau de fond, le taux de récupération moyen des gisements découverts de 27 pour cent est relativement élevé par rapport à celui des autres zones de pétrole lourd classique. Cependant, on s'attend à ce que le taux de récupération moyen du nombre considérable de petits gisements non découverts soit proche de 12 pour cent. Le taux de récupération combiné pour le domaine jurassique, compte tenu à la fois des gisements découverts et des gisements non découverts, sera d'environ 22 pour cent au moyen des pratiques de production actuelles. On estime que 2,6 pour cent supplémentaires pourraient être récupérés grâce aux techniques de récupération améliorées.

Selon l'analyse des gisements de pétrole lourd de l'Office, il existe encore une quantité importante de pétrole lourd à découvrir dans les zones jurassiques des provinces de l'Alberta et de la Saskatchewan. Les gisements non découverts seront pour la plupart de taille plus modeste que les gisements déjà découverts, mais quelques gisements de grande taille sont encore à découvrir. Ces gisements de grande taille non découverts nécessiteront peut-être l'élaboration de nouvelles stratégies d'exploration, étant donné en particulier la plus grande étendue de la zone pétrolière de Shaunavon. En outre, certains gisements ont peut-être déjà été découverts mais ne sont pas encore reconnus. Des gisements de grande taille émergeront peut-être de l'amalgamation d'un certain nombre de gisements reconnus ou divers plus petits grâce à des techniques de forage plus efficaces en vue de l'extension des gisements.

TABLEAU 5.7

Ressources du domaine jurassique ($10^6 m^3$)

	Découvert		Non découvert	
Zone pétrolière	Pétrole en place	Récupérable	Pétrole en place	Récupérable
Sawtooth	90,2	28,3	33,5	2,8
Shaunavon	267,7	57,8	203,4	27,5
Roseray-Success	187,2	64,0	99,3	19,2
Total	**545,1**	**150,1**	**336,2**	**49,5**

6. Résultats sur les zones pétrolières du domaine crétacé

6.1 Aperçu géologique

Le groupe de Mannville se compose d'une couche clastique qui s'est déposée à l'est des chaînes montagneuses. Elle varie en épaisseur de 700 mètres à l'ouest à zéro mètre à l'est. La stratigraphie change dans chacune des régions représentées sur la carte; elle consiste généralement en une séquence transgressive inférieure recouverte d'une séquence régressive supérieure. L'Office a évalué les réserves potentielles de pétrole lourd des régions du centre et du Sud de l'Alberta, de Lloydminster et de la Saskatchewan. Les faibles quantités de pétrole lourd du Nord-ouest de l'Alberta et de la Colombie-Britannique sont fondées sur des estimations adoptées de la CGC et la région d'Athabasca, qui contient des sables bitumineux, n'a pas été évaluée dans le cadre de la présente étude. La limite nord effective du réservoir de pétrole lourd classique dans la région de Lloydminster se situe au niveau du comté 53, où débute la région des sables bitumineux de Cold Lake, en Alberta.

La séquence transgressive inférieure consiste en des dépôts du groupe de Mannville inférieur. Ceux-ci se composent de dépôts continentaux de deltas et de ruisseaux enchevêtrés de la formation Cadomin traversant des dépôts fluviaux et lacustres des formations de quartz basal, d'Ellerslie, d'Ostracod, de Gething, de Cutbank, de Sunburst, de Dina et de McMurray qui remontent en séquences marines marginales.

Un changement majeur du mode de déposition s'est produit à la fin de la déposition du groupe Mannville inférieur, où une transition s'est opérée vers les séquences principalement régressives du groupe Mannville supérieur. Les dépôts littoraux de sable prograde des formations glauconifère et de Clearwater reflètent ce changement de mode de déposition. Ils ont été suivis par la progradation vers le nord des groupes Spirit River, Grand Rapids et Mannville supérieur.

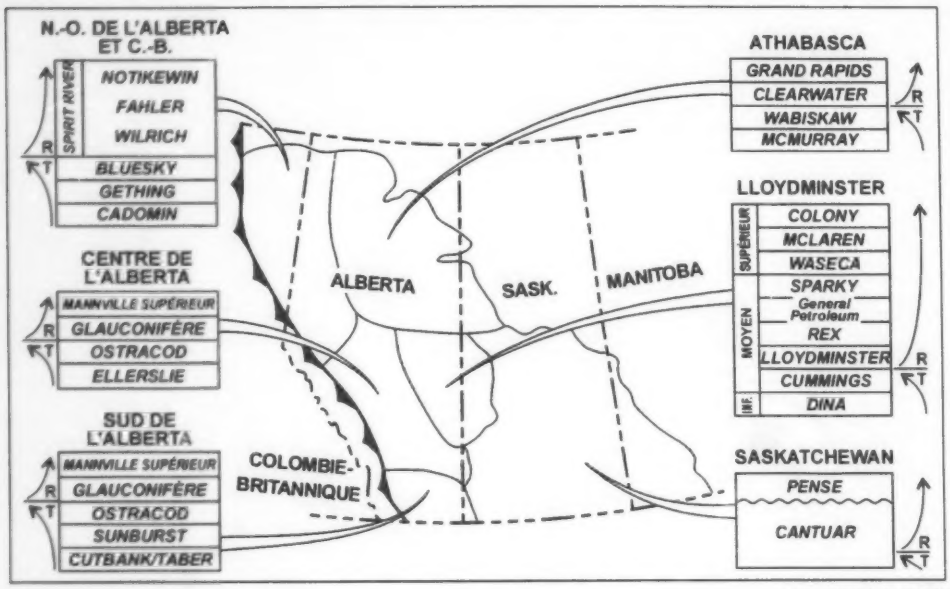
6.2 Régions du centre et du Sud de l'Alberta

6.2.1 Zone pétrolière de Mannville inférieur

Cette zone inclut tous les gisements de pétrole lourd de la formation du Mannville inférieur à l'exception des réservoirs séparés dont il est question dans la région centrale. Il comprend les gisements de pétrole lourd selon la définition qu'en donne l'EUB, dont les dépôts d'Ellerslie et de quartz basal du centre de l'Alberta et les formations Cutbank/Taber, Sunburst et Ostracod du Sud de l'Alberta (figure 6.1). Le principal facteur déterminant de ces réservoirs est la surface de discordance pré-crétacée. Les dépôts de quartz basal, de Sunburst et de Cutbank/Taber se trouvent dans des vallées sur cette surface, alors que la formation Ellerslie, également située dans ces vallées, en déborde latéralement pour recouvrir les crêtes topographiques. La formation

FIGURE 6.1

Régions des zones pétrolières crétacées



(d'après CGC 1998)

Ellerslie remonte dans les dépôts marins marginaux (lacustres) de l'Ostracod. Les pièges sont de formation stratigraphique là où il y a pincement du sable ou de la porosité, et structurelle par une couche recouvrant des crêtes topographiques plus anciennes. Il est supposé que les roches mères sont des séquences de shale ancien ou des carbonates.

L'évaluation de l'Office est basée sur une estimation de pétrole en place découvert de 232,3 millions de m^3 trouvés dans 476 gisements identifiés (tableau 6.1). Ont été ajoutés à cela 240 gisements potentiels, contenant 5,8 millions de m^3 de pétrole en place, pour mieux définir de quelle façon la zone se répartit selon le modèle axé sur la géologie (tableau 6.2). Il n'y a aucun gisement divers identifié pour cette zone pétrolière. Le modèle projette que 4 875 gisements non découverts supplémentaires existent. On s'attend à ce qu'ils contiennent 126,1 millions de m^3 de pétrole en place. Les gisements projetés incluent 236 gisements qui devraient contenir plus de 100 000 m^3 de pétrole en place chacun; ces derniers comptent pour 32 pour cent de tout le potentiel non découvert. L'évaluation des ressources totales est de 364,1 millions de m^3, dont 36 pour cent n'étaient pas encore découverts à la fin de l'année 1998. Il s'agit d'une zone où la présence de deux gisements non découverts ou plus de moins de 100 000 m^3 dans une même section permettrait le développement de ces petits gisements par le partage des installations de surface. Il est raisonnable de supposer qu'au moins une partie des gisements dans la catégorie des 10 à 100 000 m^3 pourra être développée.

On s'attend à ce que le plus grand gisement non découvert soit classé 42e de la zone, avec un volume de 1,2 million de m^3 de pétrole en place, ce qui demeure beaucoup moins que le gisement Bantry A de Mannville, avec son volume en place de 22,8 millions de m^3 (figure 6.2). Le graphique de corrélation permet de supposer que le plus grand gisement non découvert occuperait environ 300 ha avec une zone productive nette moyenne de sept mètres (figure 6.3). L'industrie a fait savoir que le plus grand gisement non découvert et la ressource non découverte étaient sous-estimés. L'Office souligne que cette zone est située dans des secteurs de forage intensif, ce qui

TABLEAU 6.1

Mannville inférieur – Lourd, centre et Sud de l'Alberta

Gisements découverts					Gisements non découverts			Ressources totales			
Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Production cumulative	Ressources restantes	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Découverts et non découverts restants
	Milliers de mètres cubes					Milliers de mètres cubes			Milliers de mètres cubes		
476	232 071	51 146	42 739	8 405	5115	132 073	23 645	5 591	364 144	74 791	32 052

PARAMÈTRES DES COUCHES RÉSERVOIRS DES GISEMENTS DÉCOUVERTS

Réserves découvertes selon la province (10^3m^3)			Profondeur à partir du CE (mètres)			Zone productive nette (mètres)			Année de découverte
Alberta			Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	1937
51 146			1024	736	2454	3,9	0,6	46,6	
Porosité			Superficie			Saturation en pétrole			% non découvert
Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	36
0,19	0,08	0,33	105	2	4048	0,63	0,3	0,94	

Informations sur les gisements individuels

Gisements découverts (10^3m^3)					Gisements non découverts (10^3m^3)				
Classement	Nom du champ - gisement		Date	PEPI	Numéro	Classement	PEPI	Cumulatif	% cumulatif
1	BANTRY	MANNVILLE A	19471013	22800,0	1	42	1184	1184	1
2	GRAND FORKS	MANNVILLE INFERIEUR D	19680206	16210,0	2	52	870	2054	2
3	TABER SOUTH	MANNVILLE A	19630907	14080,0	3	59	696	2750	2
4	HORSEFLY LAKE	MANNVILLE	19631019	9671,0	4	64	629	3379	3
5	TABER	TABER N	19830830	7732,0	5	78	512	3891	3
6	CESSFORD	MANNVILLE Y	19510000	7362,0	6	81	494	4385	3
7	TABER SOUTH	TABER B	19791008	4684,0	7	86	465	4850	4
8	CHIN COULEE	BASE MANNVILLE A	19600209	4337,0	8	94	442	5292	4
9	GRAND FORKS	LOWER MANN K	19731212	4002,0	9	96	421	5713	4
10	BANTRY	MANNVILLE D	19630000	3986,0	10	99	403	6116	5
11	HAYS	MANNVILLE INFERIEUR A	19641105	3604,0	11	103	388	6504	5
12	PRINCESS	BASE MANNVILLE A	19630000	3058,0	12	105	385	6889	5
13	ALDERSON	MANNVILLE INFERIEUR B	19640519	3029,0	13	112	360	7249	5
14	TABER	TABER Q	19870301	2864,0	14	113	357	7606	6
15	TABER NORTH	TABER C	19740315	2862,0	15	116	342	7948	6
16	ALDERSON	LWR MANNVILLE TT	19910313	2747,0	16	120	331	8279	6
17	CESSFORD	MANNVILLE Z	19510000	2454,0	17	124	327	8606	7
18	ALDERSON	LWR MANNVILLE QQ	19820417	2249,0	18	126	320	8926	7
19	TABER NORTH	TABER O	19830628	2171,0	19	128	314	9240	7
20	BANTRY	MANNVILLE FF	19680000	2159,0	20	132	308	9548	7
21	WRENTHAM	LWR MANNVILLE C	19670722	2127,0	21	134	304	9852	7
22	ALDERSON	LWR MANNVILLE D4D	19950723	1997,0	22	136	301	10153	8
23	TABER NORTH	TABER A	19660918	1950,0	23	138	299	10452	8
24	HAYS	MANNVILLE INFERIEUR O	19830712	1802,0	24	140	295	10747	8
25	BANTRY	MANNVILLE B	19600722	1761,0	25	143	291	11038	8
26	COUNTESS	MANNVILLE INFERIEUR X	19940221	1704,0	26	148	283	11321	9
27	SUFFIELD	MANNVILLE INFERIEUR P	19440410	1659,0	27	150	281	11602	9
28	TABER	TABER I	19900922	1588,0	28	153	277	11879	9
29	STROME	ELLERSLIE D	19780826	1541,0	29	156	274	12153	9
30	ALDERSON	LWR MANNVILLE D3D	19930104	1539,0	30	158	269	12422	9
31	TABER SOUTH-EAST	MANNVILLE A	19630000	1462,0	31	159	267	12689	10
32	TABER NORTH	TABER D	19760712	1450,0	32	162	264	12953	10
33	TABER	TABER L	19931011	1379,0	33	164	259	13212	10
34	BANTRY	MANNVILLE F	19630000	1350,0	34	166	256	13468	10
35	ALDERSON	LWR MANNVILLE F	19710630	1348,0	35	167	253	13721	10
36	ALDERSON	LWR MANNVILLE H2H	19711202	1348,0	36	169	249	13970	11
37	TABER	TABER M	19790715	1315,0	37	171	244	14214	11
38	WRENTHAM	LWR MANNVILLE B	19670102	1294,0	38	174	240	14454	11
39	RETLAW	MANNVILLE I	19641016	1270,0	39	176	235	14689	11
40	TABER NORTH	TABER K	19830000	1242,0	40	178	233	14922	11

restreint l'étendue possible des gisements. Une évaluation future au moyen de données à jour pourrait conclure à des valeurs supérieures.

Environ 70 pour cent des puits de cette zone ont produit moins de 5 000 m^3 chacun et 80 pour cent, moins de 10 000 m^3 chacun. Ensemble, ces deux groupes ont représenté moins de 17 pour cent de la production totale de la zone. La plus grande partie de la production de la zone a été captée dans les groupes de puits de 10 000 à 20 000 m^3 et dans les puits produisant plus de 20 000 m^3. Le coût moyen d'approvisionnement estimatif se situe dans une fourchette de 81 - 93 $/$m^3$. (On examine les coûts d'approvisionnement au chapitre 7.)

Au regard des données du rapport de 1998 de la CGC, le volume de pétrole découvert en place s'agissant du pétrole léger et du pétrole lourd est passé de 350,3 à 536,9 millions de m^3 en raison des nouvelles découvertes, de la croissance des gisements connus et de la réaffectation de certains gisements à leurs zones exactes après séparation des gisements en captage. Cent-soixante-quinze nouveaux gisements ont été découverts entre la fin de 1994 et la fin de 1998. Cette croissance résulte principalement de l'intense activité de forage qui a eu lieu de 1996 à 1997 dans l'Ouest canadien.

TABLEAU 6.2

Tableau sommaire de la zone pétrolière de Mannville inférieur

Taille du gisement (PEP - m^3)	Gisements découverts		Gisements non découverts	
	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)
10 - 100 millions	3	53 090	0	0
1 - 10 millions	44	107 957	1	1 184
100 - 1 000 milliers	232	60 798	235	41 020
10 - 100 milliers	372	15 834	2 529	73 199
<10 milliers	65	394	2 110	10 668
Total	**716**	**238 071**	**4 875**	**126 071**

FIGURE 6.2

Graphique de classement des gisements de Mannville inférieur

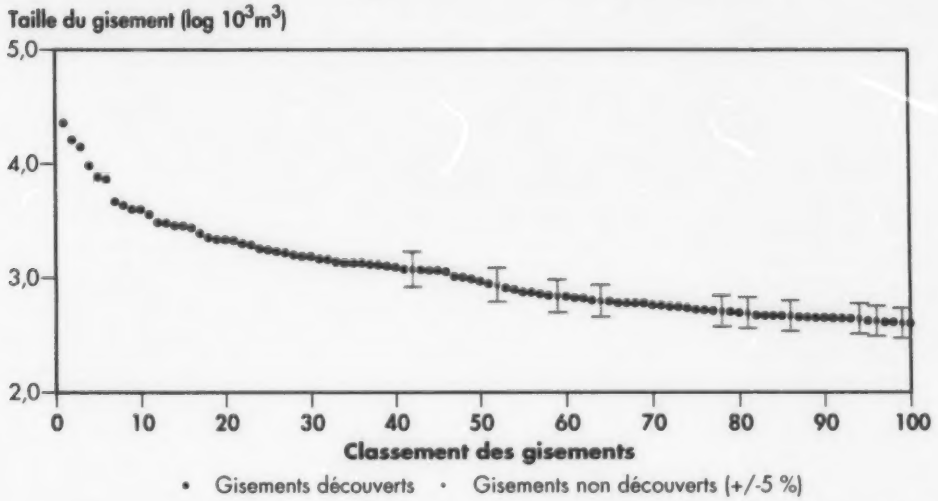
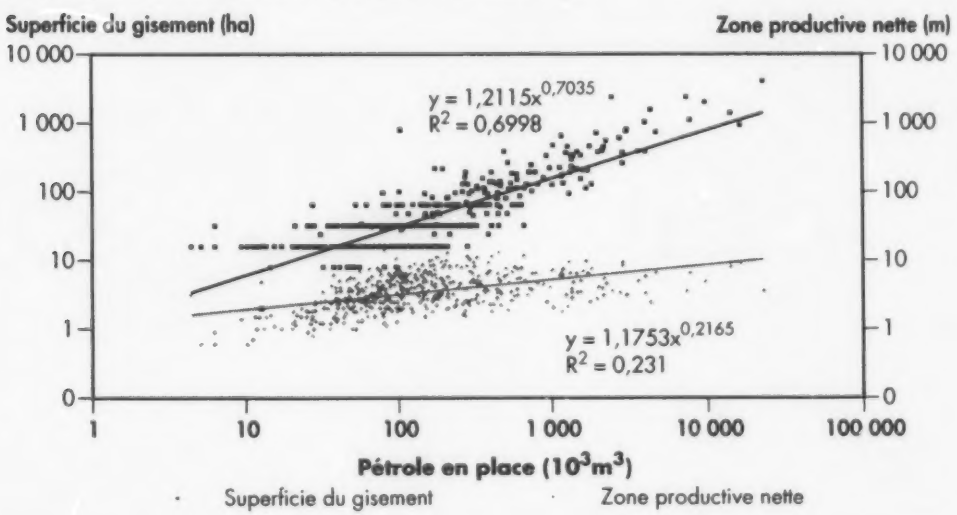


FIGURE 6.3

Graphique de corrélation de Mannville inférieur



6.2.2 *Zone pétrolière de Mannville supérieur*

Selon sa définition, cette zone mature inclut tous les gisements de brut lourd du groupe de Mannville supérieur au Sud et au centre de l'Alberta et les gisements glauconifères du Sud de l'Alberta (figure 6.1). La plupart des réservoirs de ces régions se composent d'une couche de grès microcristallin pouvant atteindre une épaisseur de 20 mètres à l'endroit des moulages de vallées fluviales. Les pièges résultent de la combinaison de pièges de faciès latéraux ou des plis sur des crêtes de discordance du Crétacé moyen. Il est supposé que la roche mère appartient à la séquence du Mississippien sous-jacente ou à des shales crétacés plus profonds.

L'évaluation de l'Office est basée sur une estimation de pétrole en place découvert de 313,8 millions de m^3 trouvés dans 306 gisements identifiés (tableau 6.3). Ont été ajoutés à cela 67 gisements potentiels, contenant 2,2 millions de m^3 de pétrole en place, pour mieux définir de quelle façon la zone se répartit selon le modèle axé sur la géologie (tableau 6.4). Il n'y a aucun gisement divers identifié pour cette zone pétrolière. Le modèle projette que 3 268 gisements non découverts supplémentaires existent. On s'attend à ce qu'ils contiennent 158,2 millions de m^3 de pétrole en place. Les gisements projetés incluent 380 gisements qui devraient contenir plus de

TABLEAU 6.3

Mannville supérieur – Lourd, centre et Sud de l'Alberta

Gisements découverts					Gisements non découverts			Ressources totales			
Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Production cumulative	Ressources restantes	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Découverts et non découverts restants
	Milliers de mètres cubes					Milliers de mètres cubes			Milliers de mètres cubes		
306	313 819	66 630	48 650	17 985	3335	160 396	35 394	3 641	474 215	102 024	53 374

PARAMÈTRES DES COUCHES RÉSERVOIRS DES GISEMENTS DÉCOUVERTS

Réserves découvertes selon la province ($10^3 m^3$)			Profondeur à partir du CE (mètres)			Zone productive nette (mètres)			Année de découverte
Alberta	66 630		Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	1942
			1025	600	1221	4,2	0,6	18	
Porosité			Superficie			Saturation en pétrole			% non découvert
Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	34
0,2	0,05	0,33	126	4	4062	0,69	0,27	0,9	

Informations sur les gisements individuels

Gisements découverts ($10^3 m^3$)					Gisements non découverts ($10^3 m^3$)				
Classement	Nom du champ - gisement		Date	PEPI	Numéro	Classement	PEPI	Cumulatif	% cumulatif
1	SUFFIELD	MANNVILLE SUPERIEUR A	19760815	49960,0	1	33	1995	1995	1
2	SUFFIELD	MANNVILLE SUPERIEUR J	19660000	35300,0	2	38	1819	3814	2
3	SUFFIELD	MANNVILLE SUPERIEUR FF	19861219	13040,0	3	51	1340	5154	3
4	COUNTESS	MANNVILLE SUPERIEUR D	19670803	12950,0	4	55	1238	6392	4
5	TABER NORTH	GLAUCONITIC A	19790929	9303,0	5	62	1058	7450	5
6	JENNER	MANNVILLE SUPERIEUR O	19521016	7970,0	6	64	982	8432	5
7	TABER SOUTH	MANNVILLE B	19630831	7277,0	7	66	936	9368	6
8	TABER	GLAUCONITIC K	19420618	6172,0	8	69	870	10238	6
9	JENNER	MANNVILLE SUPERIEUR F	19650709	6025,0	9	75	783	11021	7
10	COUNTESS	MANNVILLE SUPERIEUR H	19680000	5725,0	10	78	768	11789	7
11	SUFFIELD	MANNVILLE SUPERIEUR D	19761217	5434,0	11	81	707	12496	8
12	JENNER	MANNVILLE SUPERIEUR E	19630000	5380,0	12	82	672	13168	8
13	BOW ISLAND	GLAUCONITIC A	19850131	5230,0	13	84	627	13795	9
14	ATLEE-BUFFALO	MANNVILLE SUPERIEUR G	19800920	5065,0	14	85	604	14399	9
15	LATHOM	MANNVILLE SUPERIEUR A	19680603	4516,0	15	86	580	14979	9
16	COUNTESS	MANNVILLE SUPERIEUR B	19650000	4412,0	16	89	559	15538	10
17	JENNER	MANNVILLE SUPERIEUR OO	19941022	4197,0	17	91	547	16085	10
18	ATLEE-BUFFALO	MANNVILLE SUPERIEUR F	19741026	3803,0	18	93	514	16599	10
19	LITTLE BOW	MANNVILLE SUPERIEUR I	19741015	3691,0	19	96	500	17099	11
20	SUFFIELD	MANNVILLE SUPERIEUR U	19800224	3264,0	20	98	490	17589	11
21	GRAND FORKS	MANNVILLE SUPERIEUR B	19710000	3111,0	21	99	483	18072	11
22	BADGER	MANNVILLE SUPERIEUR B	19800505	3014,0	22	102	459	18531	12
23	COUNTESS	MANNVILLE SUPERIEUR YY	19900000	2699,0	23	104	455	18986	12
24	TABER NORTH	GLAUCONITIC C	19800921	2653,0	24	106	447	19433	12
25	COUNTESS	MANNVILLE SUPERIEUR O	19730411	2541,0	25	107	439	19872	12
26	LITTLE BOW	MANNVILLE SUPERIEUR W	19830219	2455,0	26	109	435	20307	13
27	LITTLE BOW	MANNVILLE SUPERIEUR S	19780909	2400,0	27	110	429	20736	13
28	RETLAW	MANNVILLE LL	19790000	2397,0	28	111	422	21158	13
29	SUFFIELD	MANNVILLE SUPERIEUR N	19780213	2291,0	29	112	417	21575	13
30	COUNTESS	MANNVILLE SUPERIEUR PP	19840000	2160,0	30	113	414	21989	14
31	TABER NORTH	GLAUCONITIC E	19780818	2157,0	31	118	408	22397	14
32	LITTLE BOW	MANNVILLE SUPERIEUR G	19700910	2061,0	32	120	406	22803	14
34	COUNTESS	MANNVILLE SUPERIEUR F	19540000	1882,0	33	122	401	23204	14
35	TABER	GLAUCONITIC F	19640313	1867,0	34	123	397	23601	15
36	RETLAW	MANNVILLE V	19710118	1860,0	35	125	392	23993	15
37	ALDERSON	MANNVILLE SUPERIEUR Z	19791107	1858,0	36	128	390	24383	15
39	JENNER	MANNVILLE SUPERIEUR X	19840521	1772,0	37	130	382	24765	15
40	JENNER	MANNVILLE SUPERIEUR M	19710328	1768,0	38	132	380	25145	16
41	NORRIS	MANNVILLE SUPERIEUR H	19791118	1752,0	39	133	376	25521	16
42	LITTLE BOW	MANNVILLE SUPERIEUR U	19821127	1701,0	40	135	372	25893	16

100 000 m^3 de pétrole en place chacun; ces derniers comptent pour environ la moitié de tout le potentiel non découvert. L'évaluation des ressources totales est de 474,2 millions de m^3, dont 34 pour cent n'étaient pas encore découverts à la fin de l'année 1998.

On s'attend à ce que le plus grand gisement non découvert soit classé 33e rang, avec un volume d'environ 2,0 millions de m^3 de pétrole en place, soit beaucoup moins que le plus gros gisement découvert, le gisement Mannville A supérieur de Suffield, qui contient presque 50 millions de m^3 de pétrole en place (figure 6.4). Le graphique de corrélation permet de supposer que le plus grand gisement non découvert occuperait environ 200 ha, avec une zone productive nette moyenne de six mètres (figure 6.5). L'industrie estime que le plus grand gisement non découvert devrait dépasser en volume le gisement de 2,0 millions de m^3 prévu dans la présente étude. L'Office souligne que cette zone est située dans des secteurs de forage intensif ce qui restreint l'étendue possible des gisements. Une évaluation future au moyen de données à jour pourrait conclure à des valeurs supérieures.

Environ 65 pour cent des puits ont produit moins de 5 000 m^3 chacun, ce qui représente moins de 18 pour cent de la production totale. Vingt pour cent des puits ont produit plus de 10 000 m^3 chacun et sept pour cent, plus de 20 000 m^3 chacun. Environ 35 pour cent du volume total récupéré à ce jour ont été captés dans ces deux groupes de puits. La performance des puits ayant

TABLEAU 6.4

Tableau sommaire de la zone pétrolière de Mannville supérieur

Taille du gisement (PEP - m^3)	Gisements découverts		Gisements non découverts	
	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)
10 - 100 millions	4	111 250	0	0
1 - 10 millions	54	155 440	5	7 450
100 - 1 000 milliers	149	42 306	375	75 032
10 - 100 milliers	158	6 984	2 114	72 642
<10 milliers	8	41	774	3 069
Total	**373**	**316 020**	**3 268**	**158 194**

FIGURE 6.4

Graphique de classement des gisements de Mannville supérieur

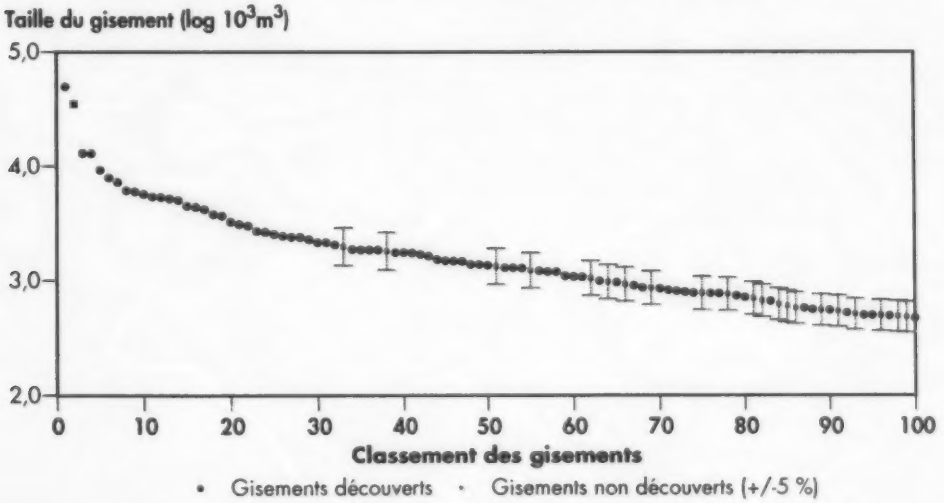
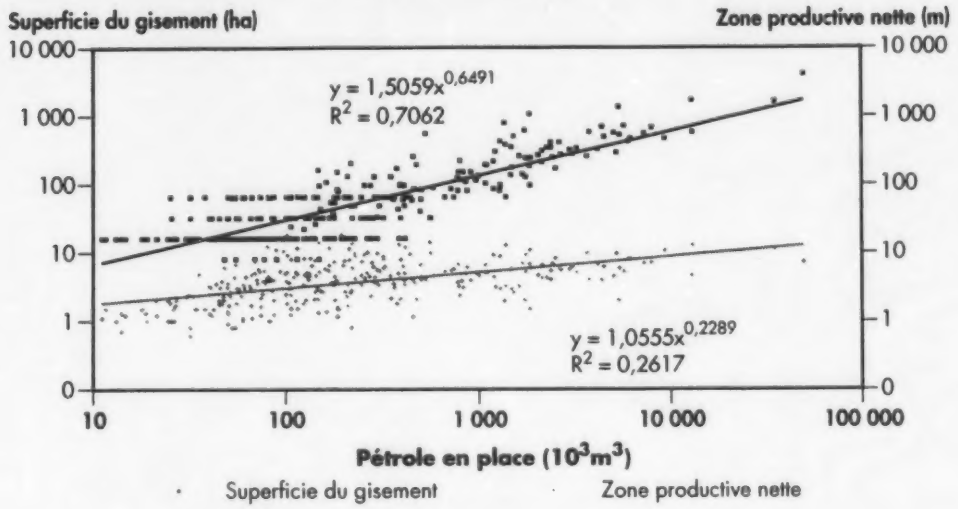


FIGURE 6.5

Graphique de corrélation de Mannville supérieur



produit de 10 000 à 20 000 m³ a contribué dans une large mesure à déterminer la structure des coûts de la zone. Le coût moyen d'approvisionnement estimatif se situe dans une fourchette de 82-96 $/m³.

Au regard des données du rapport de 1998 de la CGC, le volume de pétrole découvert en place s'agissant du pétrole léger et du pétrole lourd a fléchi de 591,3 à 417,6 millions de m³ en raison, principalement, de la réaffectation des gisements à leurs zones exactes après séparation des gisements à captage simultané. La croissance significative de certaines autres zones est due en partie à cette séparation. Une croissance réelle du volume de pétrole en place a résulté de nouvelles découvertes et de la croissance des gisements connus. Soixante-dix nouveaux gisements ont été découverts entre la fin de 1994 et la fin de 1998.

6.3 Région du Sud de l'Alberta

6.3.1 Zone pétrolière détritique

Selon sa définition, cette zone inclut tous les gisements de brut de la formation détritique de l'Alberta et de la formation Deville de la Saskatchewan. Cette zone mal connue se compose de matériaux altérés reposant directement sur les roches du Paléozoïque et séparés des sédiments du groupe de Mannville par une discordance. Sa répartition morcelée reste à expliquer. Il n'apparaît pas encore clairement qu'elle résulte de l'érosion pré-Mannville ou d'une non déposition. La formation détritique se manifeste localement, soit comme dépression sur la surface de discordance ou comme une région surélevée. Les dépôts se composent de grès, de mudstone et de conglomérat de galets de chert.

L'évaluation de l'Office est basée sur une estimation de pétrole en place découvert de 3,2 millions de m³ trouvés dans 28 gisements identifiés (tableau 6.5). Ont été ajoutés à cela 49 gisements potentiels, contenant 2,4 millions de m³ de pétrole en place, pour mieux définir de quelle façon la zone se répartit selon le modèle axé sur la géologie (tableau 6.6). Il n'y a aucun gisement divers identifié pour cette zone pétrolière. Le modèle projette que 634 gisements non découverts

TABLE 6.5

Détritique – Lourd, Alberta

Gisements découverts					Gisements non découverts			Ressources totales			
Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Production cumulative	Ressources restantes	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Découverts et non découverts restants
	Milliers de mètres cubes					Milliers de mètres cubes			Milliers de mètres cubes		
28	3 189	152	66	86	683	45 733	2 416	711	48 922	2 568	2 502

PARAMÈTRES DES COUCHES RÉSERVOIRS DES GISEMENTS DÉCOUVERTS

Réserves découvertes selon la province ($10^3 m^3$)			Profondeur à partir du CE (mètres)			Zone productive nette (mètres)			Année de découverte
Alberta		152	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	1963
			993	689	1129	4,5	1,5	10	
Porosité			Superficie			Saturation en pétrole			% non découvert
Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	94
0,22	0,15	0,33	29	16	114	0,6	0,5	0,76	

Informations sur les gisements individuels

Gisements découverts ($10^3 m^3$)					Gisements non découverts ($10^3 m^3$)				
Classement	Nom du champ - gisement		Date	PEPI	Numéro	Classement	PEPI	Cumulatif	% cumulatif
4	CESSFORD	DÉTRITIQUE F	19941003	293,0	1	1	336	336	1
12	HEATHDALE	DÉTRITIQUE A	19880915	248,0	2	2	321	657	1
22	SUPERBA	DÉTRITIQUE A	19810806	213,0	3	3	309	966	2
28	CESSFORD	MANNVILLE T2T	19870401	203,0	4	5	290	1256	3
37	PRINCESS (poll)			192,8	5	6	282	1538	3
45	HEATHDALE	DÉTRITIQUE C	19941124	185,0	6	7	275	1813	4
50	ALDERSON	DÉTRITIQUE A	19830301	178,0	7	8	269	2082	5
					8	9	264	2346	5
					9	10	259	2605	6
					10	11	253	2858	6
					11	13	244	3102	7
					12	14	239	3341	7
					13	15	235	3576	8
					14	16	231	3807	8
					15	17	227	4034	9
					16	18	224	4258	9
					17	19	220	4478	10
					18	20	215	4693	10
					19	21	213	4906	11
					20	23	211	5117	11
					21	24	209	5326	12
					22	25	208	5534	12
					23	26	206	5740	13
					24	27	205	5945	13
					25	29	202	6147	13
					26	30	201	6348	14
					27	31	200	6548	14
					28	32	198	6746	15
					29	33	197	6943	15
					30	34	196	7139	16
					31	35	195	7334	16
					32	36	194	7528	16
					33	38	192	7720	17
					34	39	191	7911	17
					35	40	190	8101	18
					36	41	188	8289	18
					37	42	187	8476	19
					38	43	186	8662	19
					39	44	185	8847	19
					40	46	183	9030	20

supplémentaires existent. On s'attend à ce qu'ils contiennent 43,3 millions de m^3 de pétrole en place. Les gisements projetés incluent 125 gisements qui devraient contenir plus de 100 000 m^3 de pétrole en place chacun; ces derniers comptent pour environ la moitié de tout le potentiel non découvert. L'évaluation des ressources totales est de 48,9 millions de m^3, dont 94 pour cent n'étaient pas encore découverts à la fin de l'année 1998.

Il est supposé que les trois plus gros gisements de cette zone ne sont pas encore découverts et contiendraient 336 000, 321 000 et 309 000 m^3 de pétrole en place, respectivement, alors que le plus gros gisement découvert, le gisement détritique F de Cessford, en contient 293 000 m^3 (figure 6.6). Le graphique de corrélation permet de supposer que le plus vaste gisement non découvert occuperait 500 ha, avec une zone productive nette moyenne d'environ huit mètres (figure 6.7). L'industrie convient que le plus gros gisement n'est pas encore découvert, mais considère que la ressource totale est surestimée. Il conviendrait de réduire l'estimation de la ressource pouvant être développée à un niveau plus réaliste pour effectuer l'analyse économique. Cette zone devra faire l'objet d'une étude plus approfondie pour devenir une cible d'exploration

TABLEAU 6.6

Tableau sommaire de la zone pétrolière détritique

Taille du gisement (PEP - m^3)	Gisements découverts		Gisements non découverts	
	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)
10 - 100 millions	0	0	0	0
1 - 10 millions	0	0	0	0
100 - 1 000 milliers	18	2 902	125	20 446
10 - 100 milliers	57	2 675	490	22 721
<10 milliers	2	16	19	162
Total	**77**	**5 594**	**634**	**43 329**

FIGURE 6.6

Graphique de classement des gisements détritiques

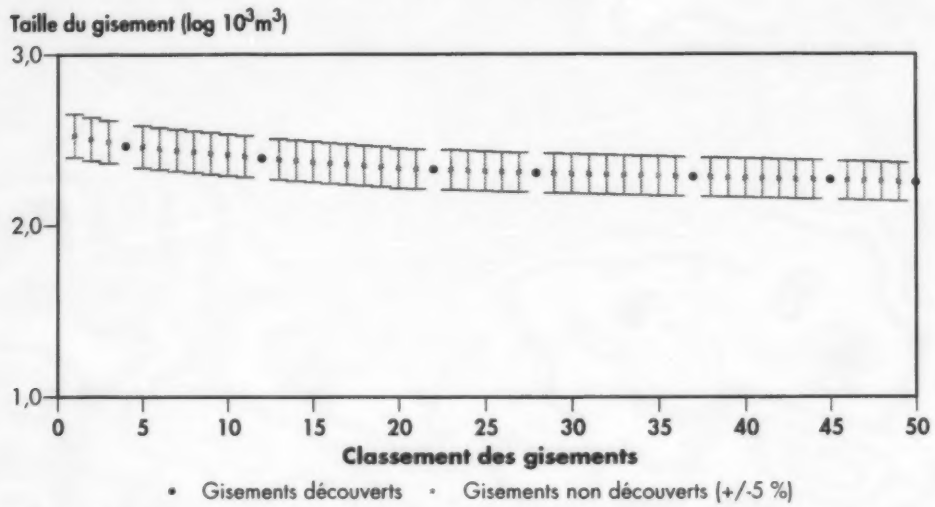
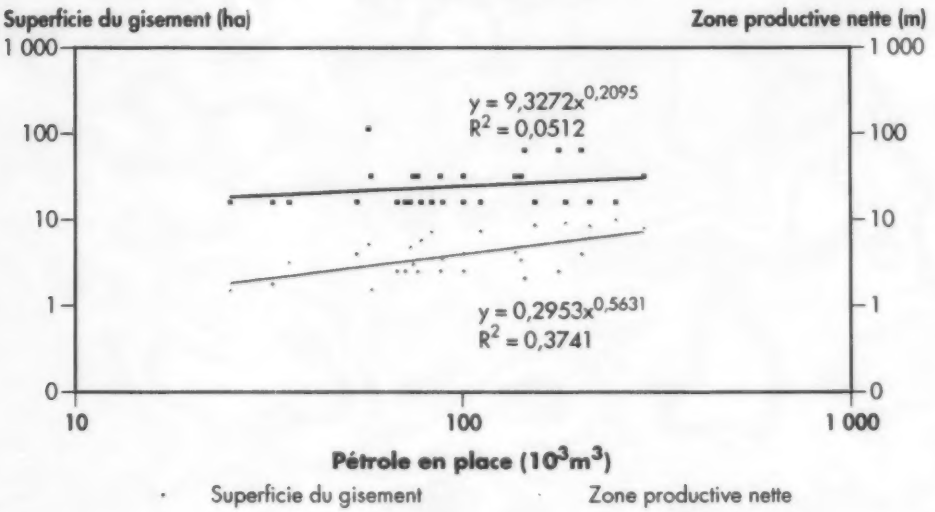


FIGURE 6.7

Graphique de corrélation des gisements détritiques



prioritaire. Même si ce devait être le cas, il y a lieu de douter que le potentiel total et les volumes prévus des gisements justifient les efforts d'exploration et de mise en valeur nécessaires.

Environ 85 pour cent des puits ont produit moins de 5 000 m^3 chacun et 95 pour cent, moins de 10 000 m^3 chacun. Environ 50 pour cent du volume total récupéré à ce jour dans cette zone ont été captés dans ces deux groupes de puits. On compte très peu de puits produisant de 10 000 à 30 000 m^3, mais ils représentent néanmoins l'autre moitié de la production. Ces puits contribuent de façon significative à abaisser la structure de coût totale de la zone. Le coût moyen de l'approvisionnement estimatif se situe dans une fourchette de 81-93 $/$m^3$.

Au regard des données du rapport de 1998 de la CGC, le volume de pétrole découvert en place s'agissant du pétrole léger et du pétrole lourd a fléchi de 16,3 à 6,0 millions de m^3. Malgré six nouvelles découvertes faites entre la fin de 1994 et la fin de 1998, le SEM a reclassifié deux grands gisements en les affectant à la zone de Roseray-Success et l'EUB a fortement modifié à la baisse deux gisements après l'analyse de la CGC.

6.4 Région centrale de l'Alberta

6.4.1 Zone pétrolière d'Ostracod

Selon sa définition, cette zone inclut tous les gisements de la formation d'Ostracod dans la région centrale de l'Alberta (figure 6.1). La formation d'Ostracod consiste en des mudstones calcaires avec calcaire ou grès interstratifié, que l'on interprète comme le résultat d'une déposition en baie saumâtre de faible profondeur, en lagune ou en lac d'eau douce. Les réservoirs sont généralement constitués de fines couches de grès peut-être liées aux séquences glauconifères inférieures ou à des moulages de vallée. La plupart des pièges sont formés par des biseaux latéraux et verticaux de sable dans le mudstone, les autres étant constitués par des plis anticlinaux.

L'évaluation de l'Office est basée sur une estimation de pétrole en place découvert de 2,9 millions de m^3 trouvés dans 17 gisements identifiés (tableau 6.7). Ont été ajoutés à cela six gisements potentiels, contenant 112 000 m^3 de pétrole en place, pour mieux définir de quelle façon la zone se répartit selon le modèle axé sur la géologie (tableau 6.8). Il n'y a aucun gisement divers identifié pour cette zone pétrolière. Le modèle projette que 240 gisements non découverts supplémentaires existent. On s'attend à ce qu'ils contiennent 13,9 millions de m^3 de pétrole en place. Les gisements projetés incluent 56 gisements qui devraient contenir plus de 100 000 m^3 de pétrole en place chacun; ces derniers comptent pour environ trois quarts de tout le potentiel non découvert. L'évaluation des ressources totales est de 16,9 millions de m^3, dont 83 pour cent n'étaient pas encore découverts à la fin de l'année 1998.

On s'attend à ce que le plus gros gisement non découvert, qui contiendrait 498 000 m^3 de pétrole en place, soit classé premier de la zone. Toutefois, il ne serait que faiblement supérieur en volume au gisement Ostracod G de Tomahawk, qui contient 456 000 m^3 de pétrole en place (figure 6.8). Le graphique de corrélation permet de supposer que le plus vaste gisement non découvert occuperait environ 100 ha, avec une zone productive nette moyenne de cinq mètres (figure 6.9). L'industrie convient que le plus gros gisement n'est pas encore découvert, mais considère que la ressource totale non découverte est surestimée. La ressource pouvant être développée est réduite à un niveau plus réaliste à la lumière de l'analyse des données de réservoirs et de l'analyse des coûts d'approvisionnement.

Environ 90 pour cent des puits ont produit moins de 5 000 m^3 chacun et 95 pour cent, moins de 10 000 m^3 chacun. Ces puits représentent environ 22 pour cent et 40 pour cent de la production

TABLEAU 6.7

Ostracod – Lourd, centre de l'Alberta

Gisements découverts					Gisements non découverts			Ressources totales			
Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Production cumulative	Ressources restantes	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Découverts et non découverts restants
	Milliers de mètres cubes					Milliers de mètres cubes			Milliers de mètres cubes		
17	2 897	251	183	68	246	14 024	1 928	263	16 921	2 179	1 996

PARAMÈTRES DES COUCHES RÉSERVOIRS DES GISEMENTS DÉCOUVERTS

Réserves découvertes selon la province ($10^3 m^3$)	Profondeur à partir du CE (mètres)			Zone productive nette (mètres)			Année de découverte
Alberta 251	Moy. 1215	Min. 1005	Max. 1778	Moy. 3,7	Min. 1	Max. 11,8	1958
Porosité	Superficie			Saturation en pétrole			% non découvert
Moy. 0,21	Moy. 61	Min. 16	Max. 229	Moy. 0,64	Min. 0,48	Max. 0,9	83

Informations sur les gisements individuels

Gisements découverts ($10^3 m^3$)					Gisements non découverts ($10^3 m^3$)				
Classement	Nom du champ - gisement		Date	PEPI	Numéro	Classement	PEPI	Cumulatif	% cumulatif
2	TOMAHAWK	OSTRACOD G	19900803	456,0	1	1	490	490	3
6	BANTRY	MANNVILLE GG	19910925	311,0	2	3	400	890	6
8	ALEXIS	OSTRACOD B	19700625	296,0	3	4	369	1259	9
17	BANTRY	MANNVILLE WW	19631013	200,0	4	5	344	1603	11
19	BIGORAY	OSTRACOD J	19950108	193,0	5	7	308	1911	14
29	BANTRY	MANNVILLE II	19850228	169,0	6	9	295	2206	16
30	COUNTESS	OSTRACOD D	19850313	169,0	7	10	270	2476	18
33	BANTRY	MANNVILLE UU	19630826	168,0	8	11	258	2734	19
39	BANTRY	MANNVILLE FFF	19950511	164,0	9	12	245	2979	21
43	ALEXIS	OSTRACOD A	19681012	159,0	10	13	233	3212	23
50	ENTWISTLE	OSTRACOD A	19971113	143,0	11	14	223	3435	24
59	ATIM	OSTRACOD A	19890911	116,0	12	15	207	3642	26
					13	16	201	3843	27
					14	18	196	4039	29
					15	20	188	4227	30
					16	21	185	4412	31
					17	22	182	4594	33
					18	23	179	4773	34
					19	24	177	4950	35
					20	25	172	5122	37
					21	26	171	5293	38
					22	27	170	5463	39
					23	28	169	5632	40
					24	31	169	5801	41
					25	32	168	5969	43
					26	34	168	6137	44
					27	35	167	6304	45
					28	36	166	6470	46
					29	37	165	6635	47
					30	38	164	6799	48
					31	40	163	6962	50
					32	41	161	7123	51
					33	42	159	7282	52
					34	44	158	7440	53
					35	45	156	7596	54
					36	46	152	7748	55
					37	47	150	7898	56
					38	48	147	8045	57
					39	49	145	8190	58
					40	51	142	8332	59

totale, respectivement. Les quelques puits qui ont produit plus de 10 000 m^3 représentent à eux seuls presque 40 pour cent de la production totale et contribuent à abaisser le coût moyen d'approvisionnement estimatif relativement élevé de cette zone, qui se situe dans une fourchette de 95-111 $/$m^3$.

Au regard des données du rapport de 1998 de la CGC, le volume de pétrole découvert en place s'agissant du pétrole léger et du pétrole lourd est passé de 23,5 à 26,7 millions de m^3 en raison de nouvelles découvertes, de la croissance des gisements connus et de la réaffectation de certains gisements à leurs zones exactes après séparation des gisements de captage simultané. Huit nouveaux gisements ont été découverts entre la fin de 1994 et la fin de 1998.

6.4.2 Zone pétrolière glauconifère

Les zones glauconifère et d'Ostracod du centre de l'Alberta se distinguent des zones de Mannville supérieur et inférieur des régions sud et centrale par l'absence des shales de Cummings-Moosebar-Bantry comme couche repère distincte (figure 6.1). Dans les zones où ces shales sont absents, le

TABLEAU 6.8

Tableau sommaire de la zone pétrolière d'Ostracod

Taille du gisement (PEP - m^3)	Gisements découverts		Gisements non découverts	
	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)
10 - 100 millions	0	0	0	0
1 - 10 millions	0	0	0	0
100 - 1 000 milliers	13	2 648	56	10 194
10 - 100 milliers	7	342	90	3 071
<10 milliers	3	19	94	647
Total	**23**	**3 009**	**240**	**13 912**

FIGURE 6.8

Graphique de classement des gisements d'Ostracod

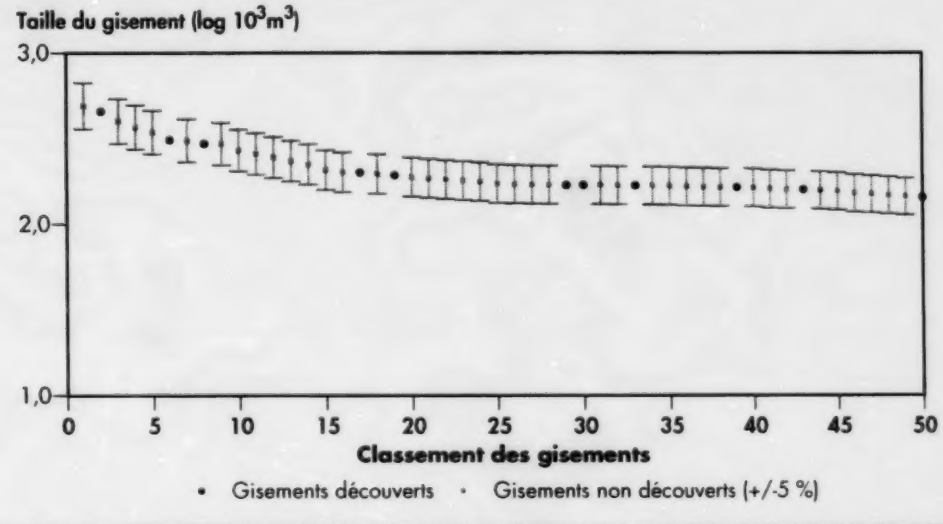
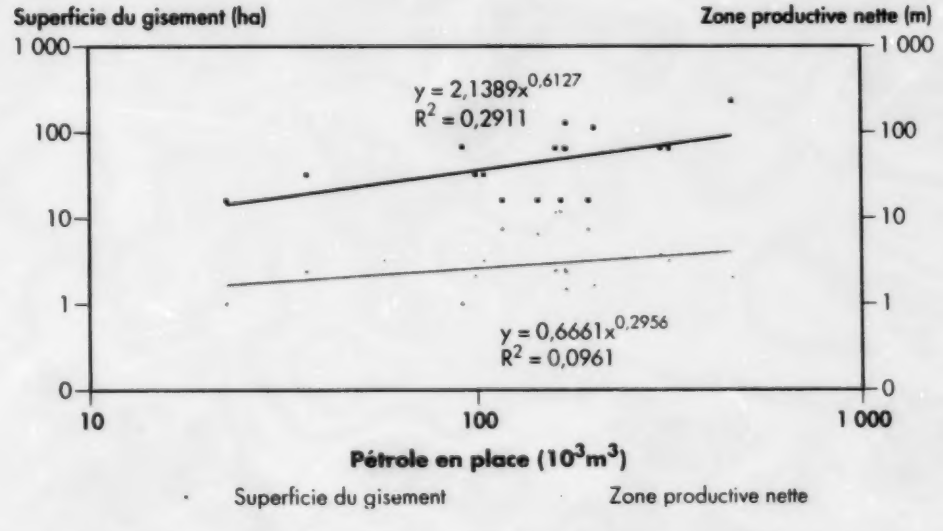


FIGURE 6.9

Graphique de corrélation d'Ostracod



Mannville inférieur perd de sa continuité et peut cesser de véhiculer la charge d'hydrocarbure des roches mères du Carbonifère. Selon sa définition, la zone glauconifère inclut les gisements du grès glauconifère. Ces unités de gréseuses résultent du moulage sédimentaire de vallées sur la plus grande partie du centre de l'Alberta pendant des fluctuations mineures du niveau marin. La limite nord-ouest consiste en un dépôt de cordon littoral de la tendance Hoadley, qui s'étend en direction nord-est-sud-ouest, perpendiculairement à la tendance des vallées fluviales. Pendant les périodes de bas niveau marin, les rivières se sont enfoncées dans les sédiments sous-jacents de l'Ostracod. Les vallées encaissées résultantes ont été comblées pendant les périodes de haut niveau marin. Chaque cycle de fluctuation du niveau marin a produit de nouveaux sédiments de moulage de vallée.

L'évaluation de l'Office est basée sur une estimation de pétrole en place découvert de 78,2 millions de m³ trouvés dans 52 gisements identifiés (tableau 6.9). Ont été ajoutés à cela 157 gisements potentiels, contenant 5,8 millions de m³ de pétrole en place, pour mieux définir de quelle façon la zone se répartit selon le modèle axé sur la géologie (tableau 6.10). Il n'y a aucun gisement divers identifié pour cette zone pétrolière. Le modèle projette que 876 gisements non découverts supplémentaires existent. On s'attend à ce qu'ils contiennent 31,6 millions de m³ de

TABLEAU 6.9

Glauconifère – Lourd, centre de l'Alberta

Gisements découverts					Gisements non découverts			Ressources totales			
Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Production cumulative	Ressources restantes	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Découverts et non découverts restants
	Milliers de mètres cubes					Milliers de mètres cubes			Milliers de mètres cubes		
52	78 158	11 101	8 029	3 072	1033	37 492	5 884	1 085	115 650	16 985	8 956

PARAMÈTRES DES COUCHES RÉSERVOIRS DES GISEMENTS DÉCOUVERTS

Réserves découvertes selon la province (10⁶ m³)			Profondeur à partir du CE (mètres)			Zone productive nette (mètres)			Année de découverte
Alberta			Moy	Min	Max	Moy	Min	Max	1951
11 101			1017	786	1496	4	0.5	23	
Porosité			Superficie			Saturation en pétrole			% non découvert
Moy	Min	Max	Moy	Min	Max	Moy	Min	Max	32
0.22	0.14	0.29	196	16	4764	0.63	0.39	0.9	

Informations sur les gisements individuels

Gisements découverts (10⁶ m³)					Gisements non découverts (10⁶ m³)				
Classement	Nom du champ - gisement		Date	PEPI	Numéro	Classement	PEPI	Cumulatif	% cumulatif
1	MEDICINE HAT	GLAUCONIFERE C	19790000	30920.0	1	6	2148	2148	6
2	CESSFORD	MANNVILLE C	19510818	29100.0	2	9	1119	3267	9
3	MEDICINE HAT	GLAUCONIFERE H	19960213	3089.0	3	12	643	3910	10
4	JOHNSON	GLAUCONIFERE B	19810616	2779.0	4	15	447	4357	12
5	MEDICINE HAT	GLAUCONIFERE G	19951126	2350.0	5	17	403	4760	13
7	JOHNSON	GLAUCONIFERE H	19920725	1460.0	6	19	330	5090	14
8	BANTRY	MANNVILLE M	19650000	1120.0	7	20	281	5371	14
10	ATLEE-BUFFALO	GLAUCONIFERE H	19940821	958.0	8	22	247	5618	15
11	JOHNSON	GLAUCONIFERE C	19821212	943.0	9	24	224	5842	16
13	CESSFORD	MANNVILLE Z3Z	19910916	628.0	10	25	207	6049	16
14	BANTRY	MANNVILLE PP	19831218	456.0	11	28	195	6244	17
16	ATLEE-BUFFALO	GLAUCONIFERE G	19901119	433.0	12	30	190	6434	17
18	JOHNSON	GLAUCONIFERE I	19920828	340.0	13	31	182	6616	18
21	JOHNSON	GLAUCONIFERE J	19930901	266.0	14	33	178	6794	18
23	BANTRY	MANNVILLE XX	19901213	240.0	15	35	171	6965	19
26	RUMSEY	GLAUCONIFERE F	19841030	204.0	16	37	166	7131	19
27	SUFFIELD (pot)			200.5	17	38	163	7294	19
29	CESSFORD	MANNVILLE A4A	19910821	195.0	18	39	161	7455	20
32	JOHNSON	GLAUCONIFERE E	19830816	180.0	19	40	155	7610	20
34	BANTRY	MANNVILLE O	19640702	173.0	20	41	153	7763	21
36	SUFFIELD (pot)			170.4	21	45	150	7913	21
42	CESSFORD	MANNVILLE G3G	19890808	152.0	22	47	147	8060	21
43	ATLEE-BUFFALO	GLAUCONIFERE D	19861224	151.0	23	49	145	8205	22
44	CESSFORD	MANNVILLE E4E	19910927	150.0	24	51	142	8347	22
46	CESSFORD	MANNVILLE P2P	19851015	149.0	25	53	141	8488	23
48	JENNER (pot)			146.8	26	54	137	8625	23
50	SUFFIELD (pot)			143.3	27	55	133	8758	23
52	ATLEE-BUFFALO	GLAUCONIFERE A	19811027	142.0	28	56	131	8889	24
57	PRINCESS	GLAUCONIFERE A	19910729	128.0	29	58	127	9016	24
59	JENNER (pot)			126.4	30	60	122	9138	24
64	CESSFORD	MANNVILLE B4B	19910811	113.0	31	61	120	9258	25
68	COUNTESS (pot)			105.7	32	62	118	9376	25
74	CESSFORD	MANNVILLE T4T	19920717	95.8	33	63	113	9489	25
76	ATLEE-BUFFALO (pot)			94.4	34	65	111	9600	26
77	BERRY (pot)			94.2	35	66	107	9707	26
79	COUNTESS (pot)			93.7	36	67	106	9813	26
84	SUFFIELD (pot)			90.7	37	69	103	9916	26
86	JENNER (pot)			90.1	38	70	101	10017	27
86	JENNER (pot)			90.1	39	71	99	10116	27
					40	72	98	10214	27

pétrole en place. Les gisements projetés incluent 38 gisements qui devraient contenir plus de 100 000 m^3 de pétrole en place chacun; ces derniers comptent pour environ un quart de tout le potentiel non découvert. L'évaluation des ressources totales est de 115,6 millions de m^3, dont 32 pour cent n'étaient pas encore découverts à la fin de l'année 1998.

On s'attend à ce que le plus grand gisement non découvert soit classé sixième dans cette zone, avec un volume de 2,1 millions de m^3 de pétrole en place, c'est-à-dire beaucoup moins que le gisement glauconifère C de Medicine Hat, qui fait 30,9 millions de m^3 (figure 6.10). Le graphique de corrélation permet de supposer que le plus gros gisement non découvert occuperait environ 200 ha, avec une zone productive nette moyenne d'environ sept mètres (figure 6.11). L'analyse de l'Office indique qu'il s'agit d'une zone plutôt mature, qui ne présente qu'un potentiel limité de croissance sur le plan du pétrole lourd.

Dans la zone glauconifère, environ 55 pour cent des puits ont produit moins de 5 000 m^3 chacun, ce qui représente moins de trois pour cent de la production totale. Toutefois, environ le tiers des puits ont produit plus de 50 000 m^3 chacun, ce qui représente les deux tiers de la production totale. Ces puits hautement productifs jouent un rôle important dans l'abaissement du coût moyen d'approvisionnement, qui se situe dans une fourchette de 42-46 $/$m^3$.

TABLEAU 6.10

Tableau sommaire de la zone pétrolière glauconifère

	Gisements découverts		Gisements non découverts	
Taille du gisement (PEP - m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)
10 - 100 millions	2	60 020	0	0
1 - 10 millions	5	10 798	2	3 267
100 - 1 000 milliers	25	6 894	36	6 751
10 - 100 milliers	154	6 131	628	20 167
<10 milliers	23	163	210	1 458
Total	**209**	**84 006**	**876**	**31 644**

FIGURE 6.10

Graphique de classement des gisements glauconifères

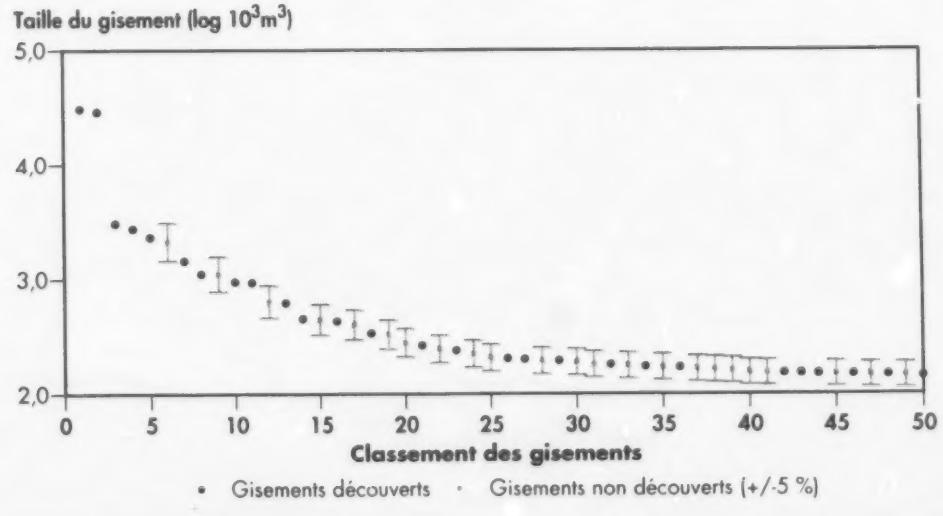
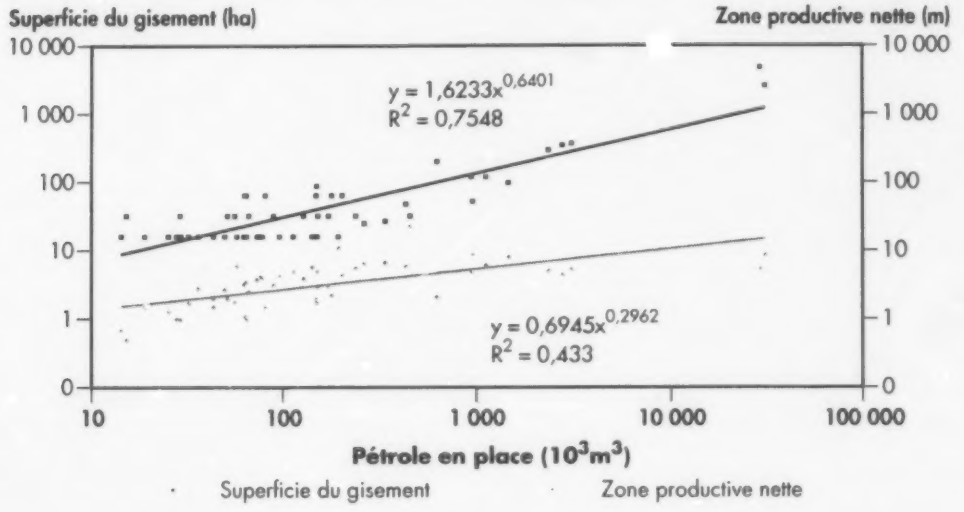


FIGURE 6.11

Graphique de corrélation des gisements glauconifères



Au regard des données du rapport de 1998 de la CGC, le volume de pétrole découvert en place s'agissant du pétrole léger et du pétrole lourd est passé de 93,6 à 199,8 millions de m³ en raison de nouvelles découvertes, de la croissance des gisements connus et de la réaffectation de certains gisements à leurs zones exactes après la séparation des gisements à captage simultané. Quarante-cinq nouveaux gisements ont été découverts entre la fin de 1994 et la fin de 1998.

6.5 Région de Lloydminster

6.5.1 Zone pétrolière de Dina

Cette zone inclut tous les gisements du membre Dina du groupe de Mannville inférieur (figure 6.1). Le membre Dina comble de grandes vallées creusées dans la surface paléozoïque. On le suppose de source fluviale, en partie en raison de sa relation avec la formation de McMurray située plus au nord. Les dépôts sableux peuvent dépasser les 90 mètres à certains endroits. Les pièges sont de nature structurale et résultent de la tectonique salifère ou de biseaux latéraux ayant porté des sables poreux contre du mudstone étanche. Le brut lourd représente les deux tiers du pétrole des gisements découverts.

L'évaluation de l'Office est basée sur une estimation de pétrole en place découvert de 230,4 millions de m³ trouvés dans 219 gisements qui se composent de 183 gisements identifiés contenant 217,2 millions de m³ de pétrole en place et de 36 gisements divers attribués contenant 13,2 millions de m³ de pétrole en place pour ce qui concerne la partie de la zone située en Saskatchewan, soit environ six pour cent du volume contenu dans les gisement identifiés (tableau 6.11). Ont été ajoutés à cela 247 gisements potentiels, dans la partie de la zone située en Alberta, contenant 6,0 millions de m³ de pétrole en place, pour mieux définir de quelle façon la zone se répartit selon le modèle axé sur la géologie. Le modèle projette que 910 gisements non découverts supplémentaires existent. On s'attend à ce qu'ils contiennent 39,5 millions de m³ de pétrole en place (tableau 6.12). Les gisements projetés incluent 70 gisements qui devraient contenir plus de 100 000 m³ de pétrole en place chacun; ces derniers comptent pour 46 pour cent

TABLEAU 6.11

Dina – Lourd, région de Lloydminster, Alberta et Saskatchewan

Gisements découverts					Gisements non découverts			Ressources totales			
Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Production cumulative	Ressources restantes	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Découverts et non découverts restants
	Milliers de mètres cubes					Milliers de mètres cubes			Milliers de mètres cubes		
219	230 386	39 707	25 348	14 579	1157	45 664	15 779	1 376	276 050	55 486	30 138

PARAMÈTRES DES COUCHES RÉSERVOIRS DES GISEMENTS DÉCOUVERTS

Réserves découvertes selon la province ($10^3 m^3$)		Profondeur à partir du CE (mètres)			Zone productive nette (mètres)			Année de découverte
Alberta	25 610	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	1964
Saskatchewan	14 098	899	595	1081	4,1	1,1	13	

Porosité			Superficie			Saturation en pétrole			% non découvert
Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	17
0,25	0,13	0,34	91	4	1776	0,68	0,39	0,9	

Informations sur les gisements individuels

Gisements découverts ($10^3 m^3$)					Gisements non découverts ($10^3 m^3$)				
Classement	Nom du champ - gisement		Date	PEPI	Numéro	Classement	PEPI	Cumulatif	% cumulatif
1	HAYTER	DINA B	19690916	44910,0	1	12	5283	5283	12
2	MANTARIO N. (SK)	BASE MANNVILLE	19941125	18279,0	2	28	1029	6312	14
3	CACTUS LAKE (SK)	BASE MANNVILLE	19741129	17931,0	3	35	787	7099	16
4	SENLAC (SK)	DINA SAND	19680927	15209,0	4	36	759	7858	17
5	HAYTER	DINA A TOTAL	19540122	12280,0	5	42	667	8525	19
6	MARENGO S. (SK)	BASE MANNVILLE	19910813	11225,5	6	45	596	9121	20
7	PROVOST	QUARTZ DE BASE C	19750406	9852,0	7	48	509	9630	21
8	PROVOST	DINA N	19570823	7693,0	8	53	461	10091	22
9	HAYTER	DINA Q	19780000	6930,0	9	54	456	10547	23
10	EYEHILL (SK)	SABLES DINA	19711128	6025,0	10	58	394	10941	24
11	MANTARIO E. (SK)	BASE MANNVILLE	19950630	5541,0	11	61	369	11310	25
13	N. HOOSIER (SK)	BASE MANNVILLE SD	19641009	5281,0	12	65	353	11663	26
14	PROVOST	DINA O	19561117	5265,0	13	67	311	11974	26
15	Div n° 1	DINA		5101,6	14	68	302	12276	27
16	HAYTER	DINA I	19840710	4727,0	15	69	300	12576	28
17	PROVOST	DINA A	19820000	3498,0	16	73	271	12847	28
18	ONWARD (SK)	BASE MANNVILLE SD	19870709	2877,7	17	77	253	13100	29
19	PROVOST	DINA YY	19880625	2654,0	18	83	239	13339	29
20	RUTLAND (SK)	SABLES DINA	19930906	2290,0	19	84	238	13577	30
21	PROVOST	DINA L	19841112	1961,0	20	85	235	13812	30
22	PROVOST	DINA Q	19840710	1866,0	21	89	220	14032	31
23	Div n° 2	DINA		1673,7	22	93	209	14241	31
24	PROVOST	DINA O2O	19760524	1299,0	23	94	206	14447	32
25	PROVOST	ELLERSLIE PP	19840903	1141,0	24	95	202	14649	32
26	Div n° 3	DINA		1096,8	25	96	197	14846	33
27	PROVOST	ELLERSLIE D	19820716	1062,0	26	99	190	15036	33
29	HAYTER	DINA H	19791212	1007,0	27	103	183	15219	33
30	PROVOST	DINA R	19831123	962,0	28	104	181	15400	34
31	PROVOST	DINA B2B	19810509	850,0	29	107	181	15581	34
32	HAYTER	DINA D	19730824	838,0	30	109	175	15756	35
33	Div n° 4	DINA		812,4	31	112	169	15925	35
34	PROVOST	DINA Q3Q	19880804	790,0	32	114	168	16093	35
37	PROVOST	DINA F3F	19900220	755,0	33	116	164	16257	36
38	SEDGEWICK	BASE MANNVILLE C	19840701	729,0	34	117	163	16420	36
39	CHAUVIN SOUTH	DINA C	19880617	715,0	35	118	162	16582	36
40	PROVOST	DINA PP	19880811	702,0	36	121	158	16740	37
41	PROVOST	ELLERSLIE T	19840322	673,0	37	126	154	16894	37
43	PROVOST	DINA H7H	19960918	664,0	38	128	152	17046	37
44	Div n° 5	DINA		638,5	39	130	150	17196	38
46	PROVOST	DINA RR	19880617	542,0	40	131	150	17346	38

de tout le potentiel non découvert. L'évaluation des ressources totales est de 276,1 millions de m^3, dont 17 pour cent n'étaient pas encore découverts à la fin de l'année 1997/98.

On s'attend à ce que le plus grand gisement non découvert soit classé 12e, avec 5,3 millions de m^3 de pétrole en place, beaucoup moins que le gisement Dina B de Hayter, en Alberta, qui renferme presque 45 millions de m^3 de pétrole en place (figure 6.12). Le graphique de corrélation permet de supposer que le plus vaste gisement non découvert occuperait 400 ha, avec une zone productive nette moyenne de six mètres (figure 6.13). L'industrie a fourni un dossier très complet sur cette zone, ainsi qu'une variété d'opinions, à savoir : la ressource non découverte est sous-estimée; la ressource non découverte est exacte; le plus gros gisement non découvert est sous-estimé; la zone devrait être combinée avec la zone Cummings; le volume minimum des gisement devrait être de 350 000 m^3, ou 1,6 million de m^3 selon d'autres. Il se peut que ces écarts soient le résultat de problèmes de désignation des gisements de la région, où il existe quelques chevauchements des gisements de Cummings et de Dina. À la lumière de discussions menées avec le personnel de la CGC, leur expérience démontre qu'une ressource potentielle inférieure serait créée par la combinaison des deux zones. L'Office a donc décidé de ne pas modifier la définition des zones.

TABLEAU 6.12

Tableau sommaire de la zone pétrolière de Dina

Taille du gisement (PEP - m^3)	Gisements découverts		Gisements non découverts	
	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)
10 - 100 millions	6	119 835	0	0
1 - 10 millions	21	78 842	2	6 312
100 - 1 000 milliers	98	27 422	68	14 668
10 - 100 milliers	284	10 081	572	16 888
<10 milliers	59	403	266	1 601
Total	**466**	**236 398**	**908**	**39 469**

FIGURE 6.12

Graphique de classement des gisements de Dina

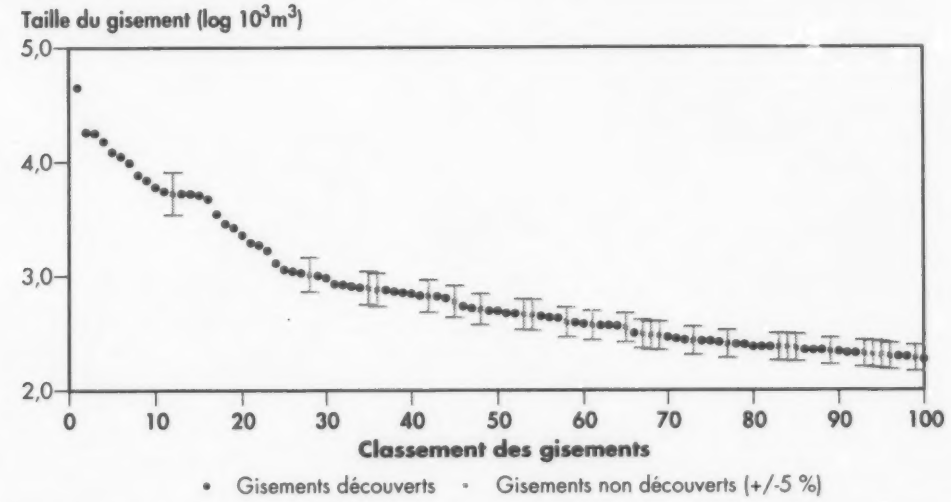
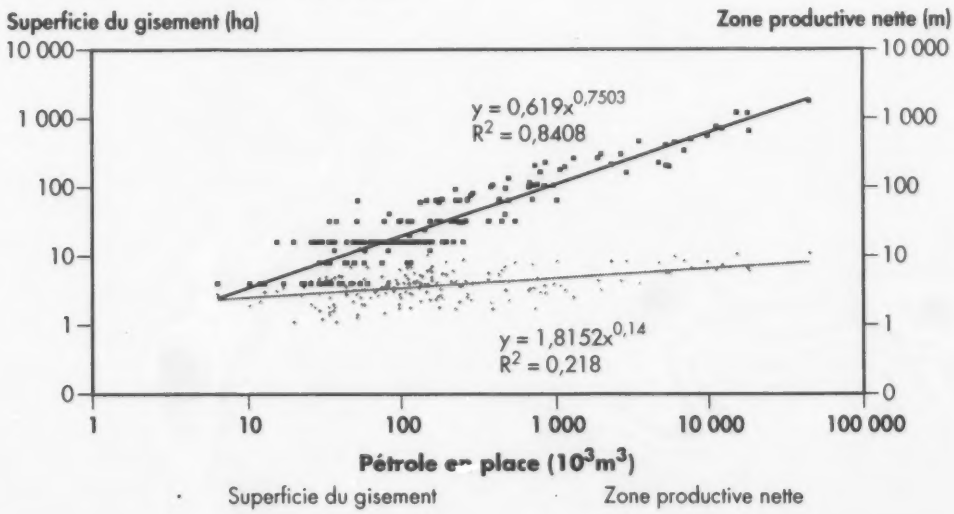


FIGURE 6.13

Graphique de corrélation de Dina



Dans la zone Dina, environ 50 pour cent des puits ont produit moins de 5 000 m^3 chacun et 75 pour cent, moins de 10 000 m^3 chacun. Ces puits représentent environ 35 pour cent de la production totale. Quarante pour cent de la production totale provient de puits produisant de 10 000 à 20 000 m^3. Le coût moyen d'approvisionnement est estimé dans une fourchette de 79-91 $/m^3$.

Au regard des données du rapport de 1998 de la CGC, le volume de pétrole découvert en place s'agissant du pétrole léger et du pétrole lourd est passé de 148,8 à 338,2 millions de m^3 en raison de nouvelles découvertes, de la croissance des gisements connus, de l'inclusion des volumes divers et de la réaffectation de certains gisements à leurs zones exactes après la séparation des gisements à captage simultané. Quarante-neuf nouveaux gisements ont été découverts entre la fin de 1994 et la fin de 1997/1998.

6.5.2 Zone pétrolière de Cummings

Cette zone inclut tous les gisements du membre Cummings du groupe de Mannville inférieur (figure 6.1). Le membre Cummings représente la couche la plus élevée de la phase transgressive de la déposition de Mannville. Les sédiments se composent de grès d'avant-côte associés à dépôts non marins, marins marginaux et de vallées encaissées. Les pièges sont de nature stratigraphique ou résultent de la tectonique salifère. Quatre-vingt-quinze pour cent des gisements renferment du brut lourd.

L'évaluation de l'Office est basée sur une estimation de pétrole en place découvert de 212,2 millions de m^3 trouvés dans 157 gisements qui se composent de 118 gisements identifiés contenant 187,3 millions de m^3 de pétrole en place et de 39 gisements divers attribués contenant 24,9 millions de m^3 de pétrole en place pour ce qui concerne la partie de la zone située en Saskatchewan, soit environ 12 pour cent du volume contenu dans les gisement identifiés (tableau 6.13). Ont été ajoutés à cela 287 gisements potentiels, dans la partie de la zone située en Alberta, contenant 6,8 millions de m^3 de pétrole en place, pour mieux définir de quelle façon la zone se répartit selon le modèle axé sur la géologie. Le modèle projette que 1 695 gisements non découverts supplémentaires existent. On s'attend à ce qu'ils contiennent 53,3 millions de m^3 de pétrole en place (tableau 6.14). Les gisements projetés incluent 83 gisements qui devraient contenir plus de 100 000 m^3 de pétrole en place chacun; ces derniers comptent pour environ 40 pour cent de tout le potentiel non découvert. L'évaluation des ressources totales est de 272,3 millions de m^3, dont 22 pour cent n'étaient pas encore découverts à la fin de l'année 1997/98.

On s'attend à ce que le plus grand gisement non découvert soit classé dixième dans cette zone, avec environ 4,6 millions de m^3 de pétrole en place, soit beaucoup moins que le gisement Cummings de Winter (capté simultanément avec le Dina), en Saskatchewan, qui renferme 69,6 millions de m^3 de pétrole en place (figure 6.14). Le graphique de corrélation permet de supposer que le plus vaste gisement non découvert occuperait 300 ha, avec une zone productive nette moyenne de huit mètres (figure 6.15).

Environ 70 pour cent des puits de la zone Cummings ont produit moins de 5 000 m^3 chacun et 80 pour cent, moins de 10 000 m^3 chacun. La moitié de la production totale est captée par ces puits. Le reste est capté par les puits produisant de 10 000 à 22 000 m^3 chacun. Par conséquent, la structure des coûts est analogue à celle de la zone d'Ostracod. Le coût d'approvisionnement est relativement élevé, puisqu'il est estimé dans une fourchette de 91-106 $/m^3$.

TABLEAU 6.T3

Cummings – Lourd, région de Lloydminster, Alberta et Saskatchewan

Gisements découverts					Gisements non découverts			Ressources totales			
Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Production cumulative	Ressources restantes	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Découverts et non découverts restants
	Milliers de mètres cubes					Milliers de mètres cubes			Milliers de mètres cubes		
157	212 158	16 848	9 673	7 176	1982	60 153	28 587	2 139	272 311	45 435	35 762

PARAMÈTRES DES COUCHES RÉSERVOIRS DES GISEMENTS DÉCOUVERTS

Réserves découvertes selon la province ($10^3 m^3$)		Profondeur à partir du CE (mètres)			Zone productive nette (mètres)			Année de découverte
Alberta	8 910	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	1968
Saskatchewan	170411	798	610	1041	3,6	0,5	16	

Porosité			Superficie			Saturation en pétrole			% non découvert
Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	22
0,27	0,2	0,34	123	4	3000	0,72	0,39	0,91	

Informations sur les gisements individuels

Gisements découverts ($10^3 m^3$)					Gisements non découverts ($10^3 m^3$)				
Classement	Nom du champ - gisement		Date	PEPI	Numéro	Classement	PEPI	Cumulatif	% cumulatif
1	WINTER (SK)	SABLES [DE] CUMMINGS	19810610	69568,5	1	10	4617	4617	8
2	SODA LAKE (SK)	SABLES [DE] CUMMINGS	19780305	31927,5	2	16	1684	6301	10
3	SENLAC (SK)	SABLES [DE] CUMMINGS	19680927	15209,0	3	23	1069	7370	12
4	WINTER SOUTH (SK)	SABLES [DE] CUMMINGS	19800914	13939,2	4	25	852	8222	14
5	PROVOST	CUMMINGS I	19840201	12980,0	5	28	699	8921	15
6	Div. n° 1	Cummings		9269,6	6	32	591	9512	16
7	RIVERCOURSE	CUMMINGS A	19771015	7066,0	7	35	508	10020	17
8	EYEHILL NORTH (SK)	SABLES [DE] CUMMINGS	19851005	6573,0	8	36	466	10486	17
9	EYEHILL (SK)	SABLES [DE] CUMMINGS	19710622	6026,0	9	40	409	10895	18
11	Div. n° 2	Cummings		3085,9	10	41	378	11273	19
12	PROVOST	CUMMINGS S	19861215	2572,0	11	43	340	11613	19
13	RUTLAND (SK)	SABLES [DE] CUMMINGS	19930831	2290,0	12	44	329	11942	20
14	Div. n° 3	Cummings		2036,3	13	47	311	12253	20
15	PROVOST	CUMMINGS A4A	19970802	1954,0	14	50	287	12540	21
17	LLOYDMINSTER	CUMMINGS A	19770722	1639,0	15	52	280	12820	21
18	PROVOST	MANNVILLE sup M6M	19910000	1520,0	16	54	269	13089	22
19	Div. n° 4	Cummings		1516,9	17	56	260	13349	22
20	PROVOST	CUMMINGS VVV	19920715	1299,0	18	57	252	13601	23
21	Div. n° 5	Cummings		1198,6	19	58	244	13845	23
22	PROVOST	CUMMINGS B2B	19851128	1096,0	20	60	238	14083	23
24	Div. n° 6	Cummings		981,2	21	64	233	14316	24
26	Div. n° 7	Cummings		822,4	22	65	230	14546	24
27	Div. n° 8	Cummings		701,2	23	66	225	14771	25
29	PROVOST	CUMMINGS A2A	19901017	646,0	24	71	217	14988	25
30	PROVOST	CUMMINGS N	19840000	626,0	25	72	213	15201	25
31	Div. n° 9	Cummings		605,4	26	73	211	15412	26
33	Div. n° 10	Cummings		527,8	27	76	206	15618	26
34	PROVOST	CUMMINGS NNN	19890710	510,0	28	77	201	15819	26
37	Div. n° 11	Cummings		463,7	29	79	196	16015	27
38	HAYTER	CUMMINGS A	19811202	416,0	30	80	192	16207	27
39	Div. n° 12	Cummings		409,8	31	81	190	16397	27
42	Div. n° 13	Cummings		364,0	32	83	185	16582	28
45	ALTARIO	CUMMINGS A	19890922	327,0	33	85	180	16762	28
46	Div. n° 14	Cummings		324,6	34	86	178	16940	28
48	HAYTER	CUMMINGS B	19810904	295,0	35	89	174	17114	28
49	Div. n° 15	Cummings		290,3	36	91	171	17285	29
51	PROVOST	CUMMINGS W2W	19940626	286,0	37	93	170	17455	29
53	HAYTER	CUMMINGS I	19950818	271,0	38	97	167	17622	29
55	Div. n° 16	Cummings		260,3	39	98	166	17788	30
59	PROVOST	CUMMINGS C	19820314	243,0	40	100	162	17950	30

Au regard des données du rapport de 1998 de la CGC, le volume de pétrole découvert en place s'agissant du pétrole léger et du pétrole lourd est passé de 50,6 à 193,8 millions de m^3 en raison de nouvelles découvertes, de la croissance des gisements connus, de l'inclusion de volumes divers et de la réaffectation de certains gisements à leurs zones exactes après la séparation des gisements à captage simultané. Trente-deux nouveaux gisements ont été découverts entre la fin de 1994 et la fin de 1997/98.

6.5.3 Zone pétrolière de Colony à Lloydminster

Cette zone inclut tous les gisements de pétrole des membres Colony, McLaren, Waseca, Rex, General Petroleum, Sparky et Lloydminster du groupe de Mannville supérieur (figure 6.1). Cet intervalle stratigraphique consiste en au moins sept successions côtières transgressives-régressives déposées à la faveur de l'oscillation du niveau marin pendant la période de déposition. Les dépôts côtiers régionaux sont interrompus par des dépôts de vallée, qui peuvent être contrôlés sur le plan

TABLEAU 6.14

Tableau sommaire de la zone pétrolière de Cummings

Taille du gisement (PEP - m^3)	Gisements découverts		Gisements non découverts	
	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)
10 - 100 millions	5	143 624	0	0
1 - 10 millions	15	49 142	3	7 370
100 - 1 000 milliers	67	16 679	80	15 938
10 - 100 milliers	265	8 924	949	25 876
<10 milliers	92	600	663	4 157
Total	**444**	**218 970**	**1 695**	**53 341**

FIGURE 6.14

Graphique de classement des gisements de Cummings

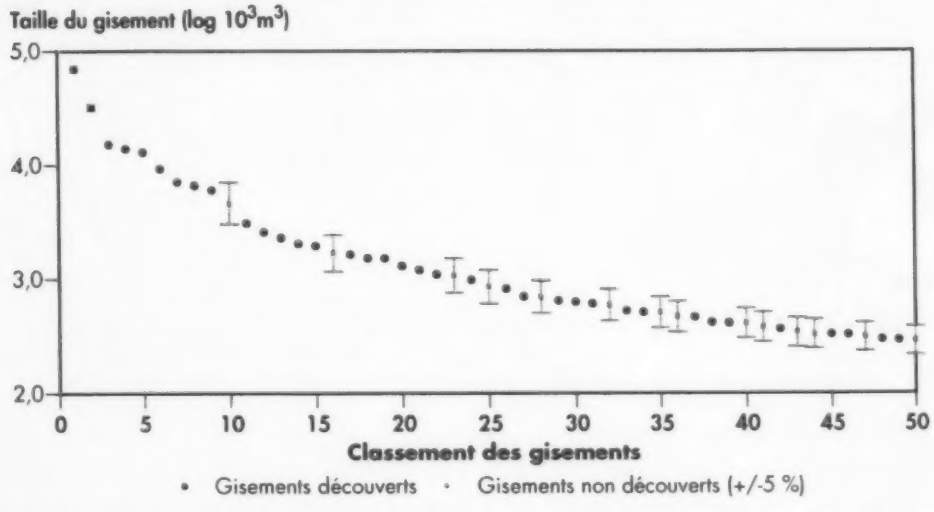
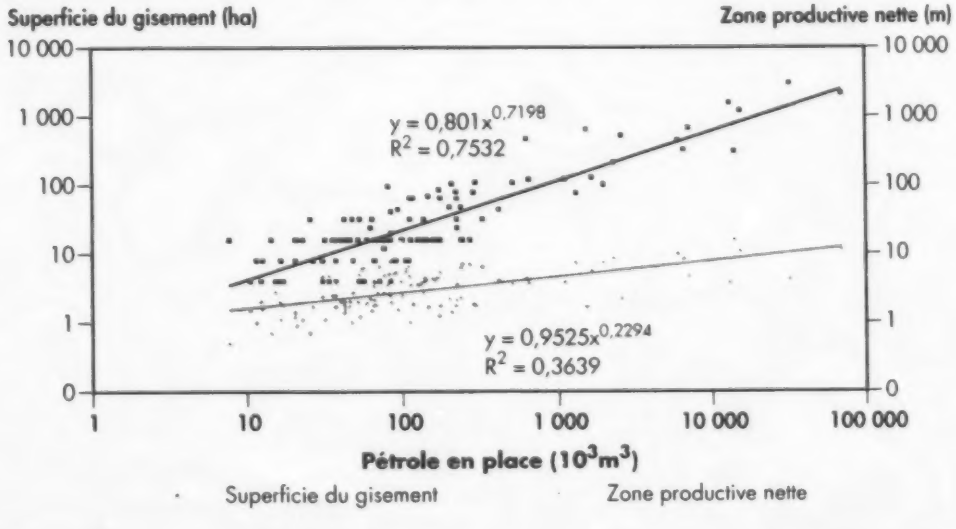


FIGURE 6.15

Graphique de corrélation de Cummings



structural par la tectonique salifère. Pendant les épisodes de bas niveau marin, les vallées fluviales se sont fortement encaissées, pour être ensuite comblées de sédiments pendant les épisodes de haut niveau marin. Les moulages de vallée se composent de mudstone (couches étanches locales) ou de grès (réservoirs locaux). Les autres mécanismes de piégeage en cause sont les fermetures structurales sur des crêtes de la discordance pré-Mannville ou sur des sédiments de sable plus profonds ou les fermetures résultats de la tectonique salifère. Les sept membres ont été regroupés, tout en reconnaissant que le potentiel non découvert ainsi créé pourrait se révéler fortement sous-estimé.

L'évaluation de l'Office est basée sur une estimation de pétrole en place découvert de 2 473,8 millions de m^3 trouvés dans 1 320 gisements qui se composent de 676 gisements identifiés contenant 2 198 millions de m^3 de pétrole en place et de 644 gisements divers attribués contenant 218,8 millions de m^3 de pétrole en place, soit environ 10 pour cent du volume contenu dans les gisement identifiés (tableau 6.15). Ont été ajoutés à cela 1 440 gisements potentiels, contenant 56,6 millions de m^3 de pétrole en place, pour mieux définir de quelle façon la zone se répartit selon le modèle axé sur la géologie. Le modèle projette que 20 340 gisements non découverts supplémentaires existent. On s'attend à ce qu'ils contiennent 1 179,6 millions de m^3 de pétrole en place (tableau 6.16). Les gisements projetés incluent 2 054 gisements qui devraient contenir plus

TABLEAU 6.15

Colony à Lloydminster – Lourd, région de Lloydminster, Alberta et Saskatchewan

Gisements découverts					Gisements non découverts			Ressources totales			
Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Production cumulative	Ressources restantes	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Découverts et non découverts restants
Milliers de mètres cubes					Milliers de mètres cubes			Milliers de mètres cubes			
1 320	2 416 786	220 470	150 174	70 297	21 790	1 236 618	166 780	23 110	3 653 404	387 250	237 076

PARAMÈTRES DES COUCHES RÉSERVOIRS DES GISEMENTS DÉCOUVERTS

Réserves découvertes selon la province (10^3m^3)			Profondeur à partir du CE (mètres)			Zone productive nette (mètres)			Année de découverte
Alberta		91 157	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	1947
Saskatchewan		129 314	657	359	1045	3,9	0,6	21,6	
Porosité			Superficie			Saturation en pétrole			% non découvert
Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	34
0,28	0,17	0,36	330	4	7634	0,72	0,25	0,91	

Informations sur les gisements individuels

Gisements découverts (10^3m^3)					Gisements non découverts (10^3m^3)				
Classement	Nom du champ - gisement		Date	PEPI	Numéro	Classement	PEPI	Cumulatif	% cumulatif
1	CELTIC	SABLES [DE] WASECA	19681030	109945,6	1	41	15923	15923	1
2	ABERFELDY	SABLES [DE] SPARKY	19570702	93436,0	2	52	12563	28486	2
3	EPPING	SABLES [DE] SPARKY	19511024	76819,0	3	69	10607	39093	3
4	LLOYDMINSTER	SPARKY	19430000	60253,0	4	73	9709	48802	4
5	TANGLEFLAGS	SABLES G P	19710328	56768,0	5	76	8828	57630	5
6	TANGLEFLAGS	SABLES [DE] LLOYDMINSTER	19651110	55784,0	6	77	8798	66428	6
7	CHAUVIN SOUTH	MANNVILLE MU #1	19520000	50220,0	7	92	6712	73140	6
8	CACTUS LAKE N.	SABLES [DE] MCLAREN	19790927	47143,0	8	94	6396	79536	7
9	MORGAN	LLOYD A	19620000	42895,0	9	99	6143	85679	7
10	CELTIC	SABLES [DE] SPARKY	19690512	41913,9	10	104	5704	91383	8
11	TANGLEFLAGS N	SABLES [DE] LLOYD/CUMMINGS	19770616	41021,8	11	110	5498	96881	8
12	WILDMERE	LLOYDMINSTER A	19630000	38210,0	12	112	5281	102162	9
13	WAINWRIGHT	WAINWRIGHT	19230000	37212,0	13	116	4754	106916	9
14	MORGAN	REX A	19620000	33570,0	14	125	4312	111228	9
15	GOLDEN LAKE S.	SABLES [DE] SPARKY	19641020	32283,0	15	134	3925	115153	10
16	GOLDEN LAKE S.	SABLES [DE] WASECA	19641020	30604,0	16	135	3764	118917	10
17	GULLY LAKE	SABLES [DE] WASECA	19490318	27876,0	17	139	3539	122456	10
18	LASHBURN	SABLES [DE] WASECA	19600000	27543,0	18	143	3322	125778	11
19	EDAM	SABLES [DE] WASECA	19720000	27495,2	19	145	3238	129016	11
20	TANGLEFLAGS	SABLES [DE] SPARKY	19690818	27000,0	20	146	3212	132228	11
21	CELTIC	SABLES G P	19680000	25708,9	21	151	3018	135246	11
22	LLOYDMINSTER	SPARKY K	19470000	24460,0	22	152	2996	138242	12
23	MARSDEN SOUTH	SABLES [DE] SPARKY	19790224	23609,0	23	156	2842	141084	12
24	PROVOST	MANNVILLE SUP. BB	19771010	22270,0	24	158	2810	143894	12
25	PROVOST	MANNVILLE SUP.U8U	19730608	22160,0	25	161	2630	146524	12
26	PROVOST	MANNVILLE SUP.B	19520000	21220,0	26	162	2600	149124	13
27	VIKING-KINSELLA	WAINWRIGHT B	19740305	20910,0	27	170	2435	151559	13
28	EDAM WEST	SABLES [DE] SPARKY/G.P.	19820303	20627,0	28	182	2147	153706	13
29	SILVERDALE	SABLES [DE] SPARKY	19680000	20543,7	29	183	2147	155853	13
30	GOLDEN LAKE N.	SABL+D19ES [DE] SPARKY	19641112	20422,0	30	185	2127	157980	13
31	GOLDEN LAKE N.	SABLES [DE] WASECA	19640701	19987,0	31	187	2102	160082	14
32	PROVOST	MANNVILLE SUP.T8T	19830000	19720,0	32	198	1933	162015	14
33	LLOYDMINSTER	SPARKY G	19630000	19500,0	33	202	1903	163918	14
34	PLOVER LAKE	SABLES [DE] MCLAREN	19850217	19122,0	34	203	1896	165814	14
35	EPPING	SABLES G P	19520822	18939,0	35	209	1795	167609	14
36	NORTHMINSTER	SABLES [DE] SPARKY	19590528	18389,0	36	211	1751	169360	14
37	EDAM WEST	SABLES [DE] WASECA	19821108	17760,8	37	214	1726	171086	15
38	STANDARD HILL	SABLES [DE] WASECA	19630000	17124,7	38	215	1698	172784	15
39	MORGAN	SPARKY A	19620000	16785,0	39	216	1677	174461	15
40	DEE VALLEY	SABLES [DE] WASECA	19670704	16597,2	40	217	1672	176133	15

de 100 000 m^3 de pétrole en place chacun; ces derniers comptent pour 56 pour cent de tout le potentiel non découvert. L'évaluation des ressources totales est de 3 653,2 millions de m^3, dont 33 pour cent n'étaient pas encore découverts à la fin de l'année 1997/98.

On s'attend à ce que le plus grand gisement non découvert soit classé 41e, avec environ 15,9 millions de m^3 de pétrole en place. C'est beaucoup moins que le plus gros gisement découvert, le gisement des sables Waseca de Celtic, en Saskatchewan, qui renferme 110 millions de m^3 de pétrole en place (figure 6.16). Le graphique de corrélation permet de supposer que le plus vaste gisement non découvert occuperait environ 400 ha, avec une zone productive nette moyenne de sept mètres (figure 6.17). L'industrie craint que le plus gros gisement non découvert et la ressource totale potentielle sont sous-estimés. L'une des sociétés estime le gisement minimum à 400 000 m^3 de pétrole en place, ce qui réduirait la partie exploitable du potentiel non découvert à 303 gisements et la ressource non découverte, à 360,5 millions de m^3. L'Office convient de la nature prudente de ses estimations, mais il a décidé d'utiliser le résultat du modèle jusqu'à ce que des données supplémentaires justifient un réévaluation.

Dans cette zone multi-niveaux, environ 70 pour cent des puits ont produit moins de 5 000 m^3 chacun et 80 pour cent, moins de 10 000 m^3 chacun. Ces puits ne représentent que le tiers de la production totale. Les puits très productifs, c'est-à-dire ceux produisant plus de 30 000 m^3, ont

TABLEAU 6.16

Tableau sommaire de la zone pétrolière de Colony à Lloydminster

Taille du gisement (PEP - m^3)	Gisements découverts		Gisements non découverts	
	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)
10 - 100 millions	68	1 706 664	3	39 094
1 - 10 millions	165	526 716	82	193 183
100 - 1 000 milliers	611	172 470	1 969	435 972
10 - 100 milliers	1 748	66 746	14 730	489 986
<10 milliers	179	1 188	3 555	21 386
Total	**2 760**	**2 473 784**	**20 339**	**1 179 621**

FIGURE 6.16

Graphique de classement des gisements de Colony à Lloydminster

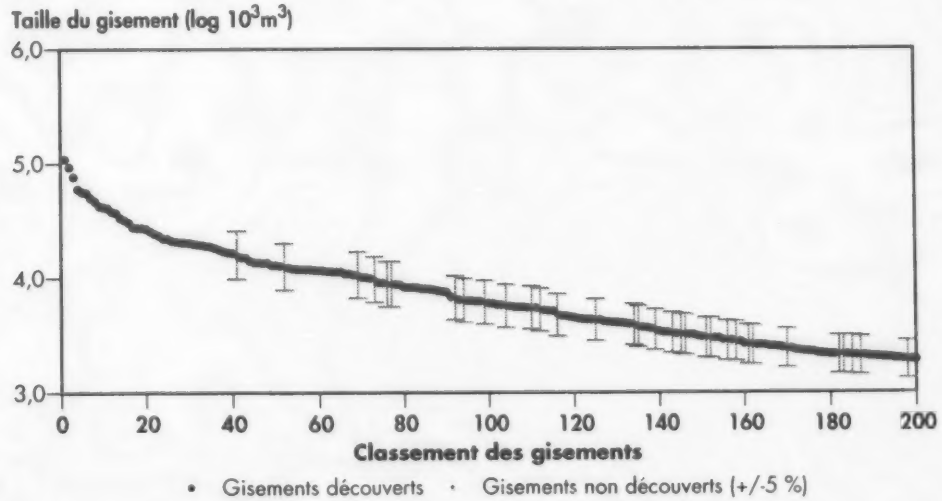
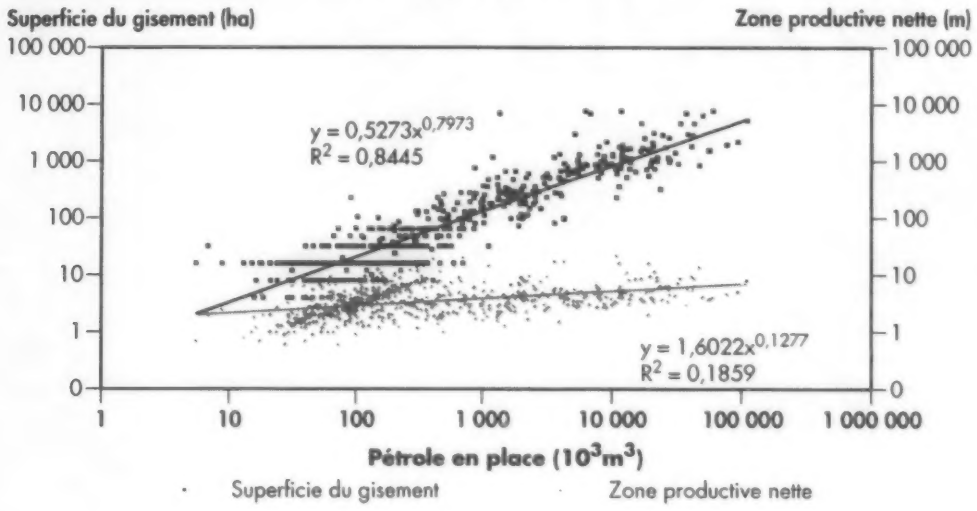


FIGURE 6.17

Graphique de corrélation de Colony à Lloydminster



permis de capter 15 pour cent de la production totale. Le coût moyen d'approvisionnement est estimé dans une fourchette de 79-91 $/m³. Il est inférieur à celui de la zone d'Ostracod en raison du pourcentage supérieure de puits produisant plus de 30 000 m³ dans cette zone.

Au regard des données du rapport de 1998 de la CGC, le volume de pétrole découvert en place s'agissant du pétrole léger et du pétrole lourd est passé de 1 870,2 à 2 421,9 millions de m³ en raison de nouvelles découvertes, de la croissance des gisements connus, de l'inclusion de volumes divers et de la réaffectation de certains gisements à leurs zones exactes après la séparation des gisements à captage simultané. Quatre-vingt-douze nouveaux gisements ont été découverts entre la fin de 1994 et la fin de 1997/98. Cette croissance est le résultat direct des activités de forage intensif qui ont eu lieu en 1996 et 1997 dans l'Ouest canadien.

6.6 Région de la Saskatchewan

6.6.1 Zone pétrolière de Cantuar

Cette zone inclut les gisements de la section Mannville équivalente située en Saskatchewan, soit les formations de Cantuar, de Mannville basale et de Wapella (figure 6.1). Les gisements des formations de Cantuar et de Mannville basale se trouvent dans le Sud-ouest de la Saskatchewan, seul le gisement de Wapella étant situé dans le Sud-est de la province. Ces dépôts se trouvent dans des zones à faible affaissement du bassin Williston de l'Ouest canadien. La sédimentation est essentiellement restreinte à des dépôts non marins à marins marginaux. Les dépôts consistent en de nombreuses séquences de moulage de vallée.

L'évaluation de l'Office est basée sur une estimation de pétrole en place découvert de 118,4 millions de m³ trouvés dans 59 gisements découverts (tableau 6.17). Ces gisements découverts se composent de 18 gisements identifiés contenant 92,5 millions de m³ et 41 gisements divers attribués contenant 25,9 millions de m³, environ 28 pour cent du volume des gisements identifiés. Il n'y a aucun gisement potentiel pour cette zone pétrolière. Le modèle projette que 3 662 gisements non découverts supplémentaires existent. On s'attend à ce qu'ils contiennent

TABLEAU 6.17

Cantuar – Lourd, Saskatchewan

Gisements découverts					Gisements non découverts			Ressources totales			
Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Production cumulative	Ressources restantes	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Nombre	PEPI	Pétrole récupérable	Découverts et non découverts restants
	Milliers de mètres cubes				Milliers de mètres cubes				Milliers de mètres cubes		
58	117 743	15 980	10 572	5 382	3662	176 918	18 506	3 720	294 661	34 486	23 914

PARAMÈTRES DES COUCHES RÉSERVOIRS DES GISEMENTS DÉCOUVERTS

Réserves découvertes selon la province (10^3m^3)	Profondeur à partir du CE (mètres)			Zone productive nette (mètres)			Année de découverte
Saskatchewan 15 980	Moy.	Min.	Max	Moy	Min.	Max.	1952
	992	701	1100	5,7	1,5	11,7	

Porosité			Superficie			Saturation en pétrole			% non découvert
Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	Moy	Min.	Max.	60
0,25	0,18	0,29	454	16	1591	0,63	0,41	0,7	

Informations sur les gisements individuels

Gisements découverts (10^3m^3)					Gisements non découverts (10^3m^3)				
Classement	Nom du champ - gisement		Date	PEPI	Numéro	Classement	PEPI	Cumulatif	% cumulatif
1	CANTUAR MAIN	SABLES [DE] CANTUAR	19520723	22218.0	1	10	4056	4056	2
2	WAPELLA	SABLES [DE] WAPELLA	19521030	17641.7	2	12	3034	7090	4
3	WEBB	SABLES [DE] CANTUAR	19950207	11561.8	3	14	2098	9188	5
4	Div. n° 1	CANTUAR		9196.9	4	16	1901	11089	6
5	BEVERLEY	SABLES [DE] CANTUAR	19690808	8340.0	5	17	1620	12709	7
6	GULL LAKE	SABLES [DE] CANTUAR DE BASE	19530606	7850.0	6	20	1431	14140	8
7	BEVERLEY NORTH	SABLES [DE] CANTUAR	19690808	6257.0	7	21	1352	15492	9
8	CANTUAR EAST	SABLES [DE] CANTUAR	19560523	5626.0	8	22	1229	16721	9
9	SUFFIE_D	SABLES [DE] CANTUAR DE BASE	19961104	5010.2	9	24	1178	17899	10
11	Div. n° 2	CANTUAR		3088.9	10	25	1101	19000	11
13	JAVA NORTH	SABLES [DE] CANTUAR	19850422	2238.9	11	26	1068	20068	11
15	Div. n° 3	CANTUAR		2046.9	12	28	1039	21107	12
18	Div. n° 4	CANTUAR		1530.0	13	30	992	22099	13
19	BEVERLEY EAST	SABLES [DE] CANTUAR	19850308	1440.0	14	32	949	23048	13
23	Div. n° 5	CANTUAR		1212.7	15	33	931	23979	14
27	WEBB SOUTH	SABLES [DE] CANTUAR	19960128	1045.6	16	34	911	24890	14
29	Div. n° 6	CANTUAR		995.7	17	35	894	25784	15
31	JAVA	SABLES [DE] CANTUAR	19550827	975.1	18	36	879	26663	15
38	Div. n° 7	CANTUAR		837.1	19	37	846	27509	16
39	FOSTERTON SOUTH	SABLES [DE] CANTUAR	19651127	835.1	20	40	831	28340	16
47	ANTELOPE	SABLES [DE] CANTUAR	19960604	731.8	21	41	803	29143	17
49	Div. n° 8	CANTUAR		715.7	22	42	789	29932	17
54	SEWARD	BASE [DE] MANNVILLE	19960105	670.6	23	43	777	30709	17
					24	44	766	31475	18
					25	45	743	32218	18
					26	46	733	32951	19
					27	48	723	33674	19
					28	50	703	34377	20
					29	51	692	35069	20
					30	52	682	35751	20
					31	53	672	36423	21
					32	55	653	37076	21
					33	56	643	37719	21
					34	57	633	38352	22
					35	58	624	38976	22
					36	60	604	39580	22
					37	61	594	40174	23
					38	62	584	40758	23
					39	63	575	41333	23
					40	64	564	41897	24

176,2 millions de m^3 de pétrole en place (tableau 6.18). Les gisements projetés incluent 363 gisements qui devraient contenir plus de 100 000 m^3 de pétrole en place chacun; ces derniers comptent pour environ 60 pour cent de tout le potentiel non découvert. L'évaluation des ressources totales est de 294,6 millions de m^3, dont 60 pour cent n'étaient pas encore découverts à la fin de l'année 1997.

On s'attend à ce que le plus grand gisement non découvert soit classé dixième de la zone, avec 4,1 millions de m^3 de pétrole en place. C'est beaucoup moins que le plus gros gisement découvert, le Main de Cantuar, qui renferme 22,2 millions de m^3 de pétrole en place (figure 6.18). Le graphique de corrélation permet de supposer que le plus vaste gisement non découvert occuperait 300 ha, avec une zone productive nette de sept mètres (figure 6.19). L'une des observations de l'industrie remet en question le bien-fondé de l'inclusion du gisement Wapella. À mesure que progresse la définition de la zone, l'Office estime qu'il y a lieu d'inclure ce gisement ce qui donne à penser qu'une région plus vaste au Sud de la Saskatchewan pourrait faire l'objet de nouvelles activités d'exploration.

TABLEAU 6.18

Tableau sommaire de la zone pétrolière de Cantuar

Taille du gisement (PEP - m^3)	Gisements découverts		Gisements non découverts	
	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)	Nombre de gisements	PEP (10^3m^3)
10 - 100 millions	3	51 422	0	0
1 - 10 millions	13	54 883	12	21 107
100 - 1 000 milliers	27	10 719	351	86 151
10 - 100 milliers	13	707	1 945	60 107
<10 milliers	2	13	1 353	8 881
Total	**58**	**117 743**	**3 662**	**176 247**

FIGURE 6.18

Graphique de classement des gisements de Cantuar

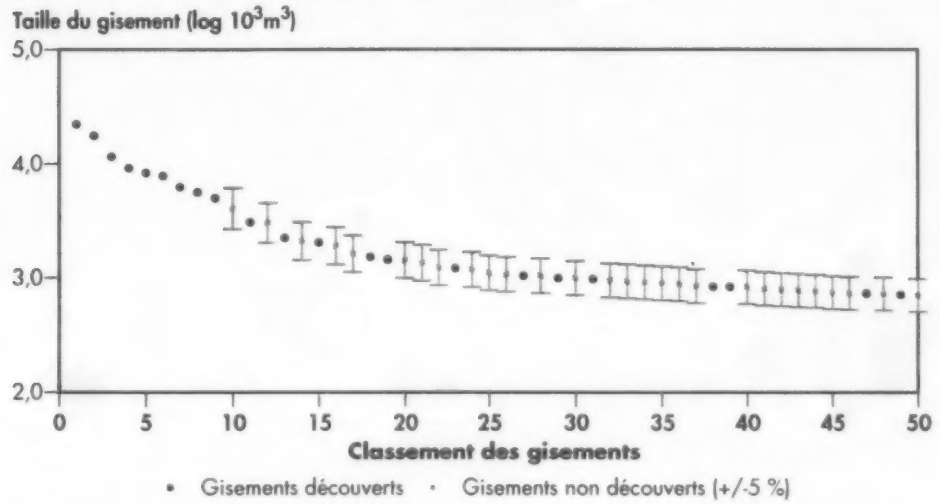
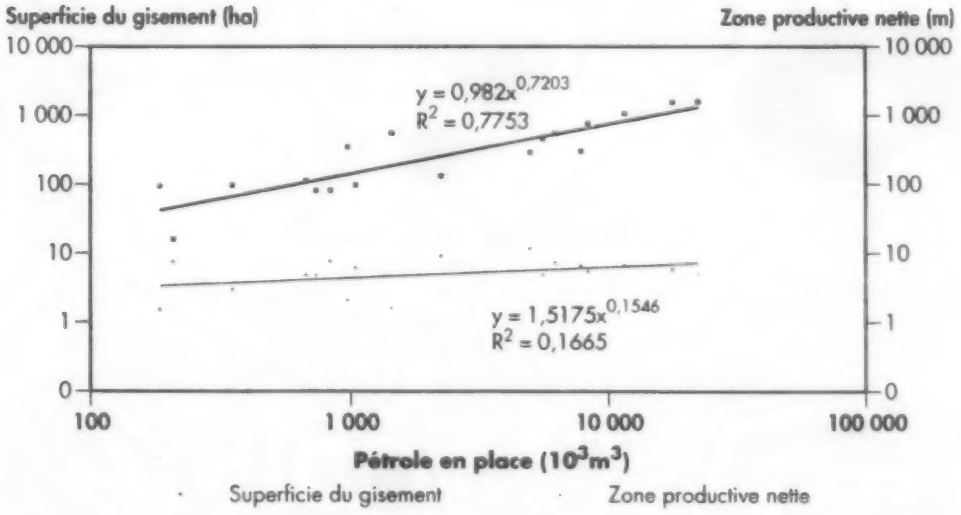


FIGURE 6.19

Graphique de corrélation de Cantuar



Au regard des données du rapport de 1998 de la CGC, le volume découvert en place de pétrole lourd est passé de 66,1 à 77,1 millions de m^3 en raison de nouvelles découvertes, de la croissance des gisements connus et de l'inclusion de volumes divers. Huit nouveaux gisements ont été découverts entre la fin de 1994 et la fin de 1997.

Environ 60 pour cent des puits de la zone Cantuar ont produit moins de 5 000 m^3 chacun et 70 pour cent, moins de 10 000 m^3 chacun. Ce groupe de puits ne représente que 13 pour cent de la production totale. Toutefois, environ le quart de la production totale provient de puits ayant produit de 10 000 à 20 000 m^3 et la moitié, de puits ayant produit plus de 30 000 m^3. Le coût moyen d'approvisionnement étant estimé à une fourchette de 52-58 $/$m^3$, il est le deuxième plus bas de toutes les zones crétacées de brut lourd classique.

6.7 Aperçu de l'évaluation des ressources

Des trois domaines évalués, celui du Crétacé présente les plus importants volumes de pétrole en place et de brut récupérable. Il est supposé que la plupart des ressources non découvertes sont situées dans les quatre zones où se trouvent les plus importants volumes en place découverts : Colony à Lloydminster, Mannville supérieur, Mannville inférieur et Cantuar (figure 6.20). Il est estimé que les réserves découvertes représentent 65 pour cent du volume de pétrole en place dans ce domaine, les deux tiers se trouvant dans la zone Colony à Lloydminster.

Compte tenu des pratiques de production actuelles, l'Office estime que les trois-quarts du volume récupérable total sont déjà découverts et que la moitié du volume total récupérable a été produit (figure 6.21). Puisqu'il est prévu que la plupart des nouvelles découvertes concerneront des gisements plus petits, la récupération des gisements non découverts, dans l'ensemble, devrait être inférieure à celle des gisements découverts. Dans le domaine, l'Office estime qu'il subsiste 154,6 millions de m^3 de pétrole récupérable dans les gisements découverts et 139,6 millions de m^3 de ressource récupérable non découverte. Il estime également que l'utilisation de nouvelles technologies, l'amélioration des pratiques de production actuelles et la mise en œuvre de nouveaux

FIGURE 6.20

Volumes initiaux en place – Crétacé

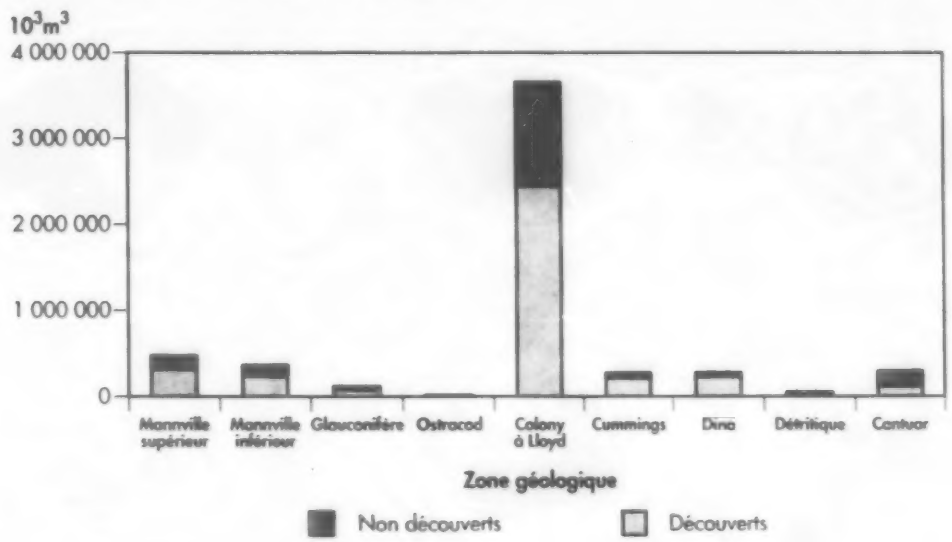
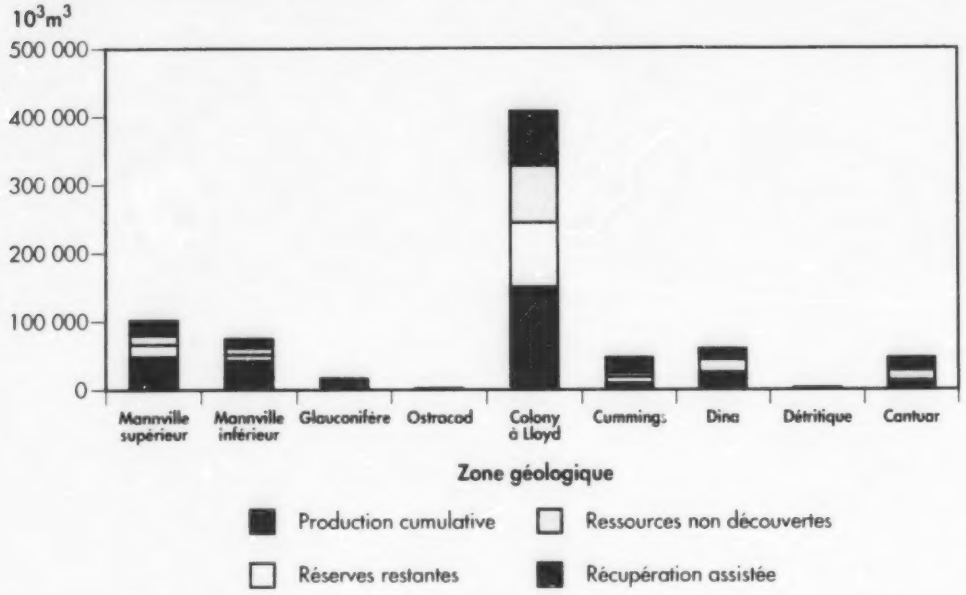


FIGURE 6.21

Volumes récupérables – Crétacé



programmes de récupération améliorée permettront la récupération de 167,8 millions de m^3 de brut supplémentaires, dont la majeure partie proviendra des gisements découverts les plus volumineux.

Comme il était à prévoir, les taux de récupération des gisements découverts les plus grands sont généralement supérieurs à ceux des gisements non découverts plus petits. Les taux de récupération moyens des gisements découverts et non découverts de ce domaine sont de 12 et 7 pour cent, respectivement. Cependant, l'amélioration des pratiques de production actuelles devrait permettre de faire passer le facteur moyen estimatif de 11 à 14 pour cent.

6.7.1 Zone pétrolière de Colony à Lloydminster

Le volume de pétrole en place et le volume récupérable de cette zone sont, de loin, les plus importants parmi toutes les zones de brut lourd classique examinés dans la présente étude. Pas plus de 2 770 (ou 12 pour cent) du total de 23 110 gisements de cette zone ont été découverts et 20 212 du total (ou 88 pour cent) sont estimés receler un volume en place inférieur à 100 000 m^3 (figure 6.22).

Presque les deux tiers du volume en place total de cette zone sont répartis dans les gisements découverts (figure 6.23). Tandis que 90 pour cent des gisements découverts présentent un volume en place inférieur à un million de m^3 chacun, seuls 67 gisements découverts ont un volume en place compris entre 10 et 100 millions de m^3. L'importance de ces 67 gisements tient à ce qu'ils renferment 1 596,7 millions de m^3, soit presque les deux tiers du total en place découvert et 29 pour cent du total en place estimé de cette zone.

La distribution des volumes des gisements non découverts diffère fortement de celle des gisements découverts. Les gisements non découverts sont essentiellement divisés en deux groupes : les gisements avec un volume en place inférieur à 100 000 m^3 et ceux avec un volume en place compris entre 100 000 m^3 et un million de m^3. Environ 90 pour cent des gisements non

FIGURE 6.22

Répartition de la taille des gisements – Colony à Lloydminster

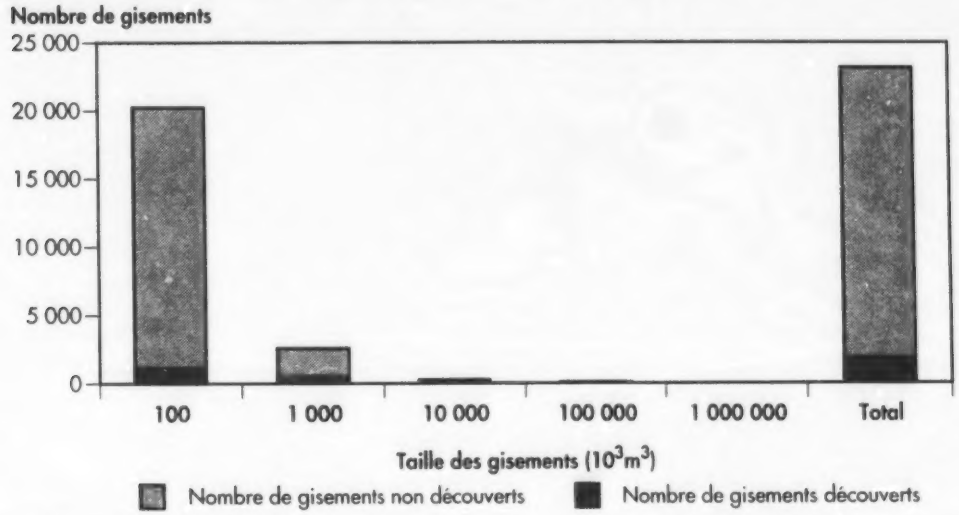
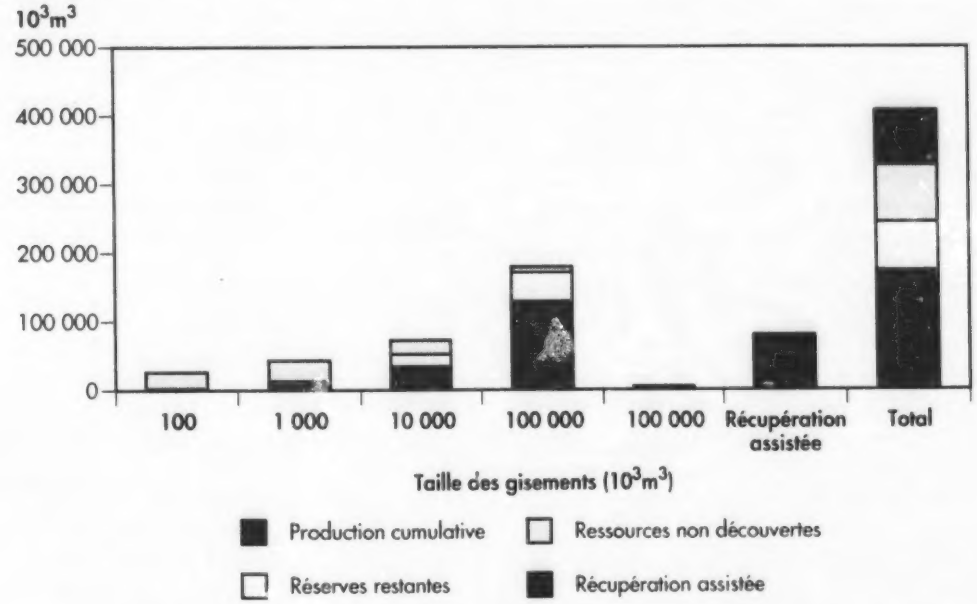


FIGURE 6.23

Volumes récupérables selon la source et la taille des gisements – Colony à Lloydminster



découverts et 44 pour cent du volume en place non découvert appartiennent au premier groupe. Le deuxième groupe est moins nombreux, mais représente environ 37 pour cent du volume en place non découvert. Bien que le groupe des gisements à volume en place de 10 à 100 millions de m³ ne compte que quatre gisements non découverts, il représente néanmoins 16 pour cent du volume non découvert.

Le groupe des gisements dont le volume en place va de 10 à 100 millions de m^3 renferme 70 pour cent des réserves découvertes. Cependant, plus de 90 pour cent des ressources récupérables non découvertes se trouvent dans des gisements dont le volume en place est inférieur à 10 millions de m^3. La fourchette des taux de récupération des différents groupes de gisements est présentée à la figure 6.24. Le taux moyen est d'environ 10 pour cent pour les gisements découverts et de sept pour cent pour les gisements non découverts; il est fonction du volume du gisement.

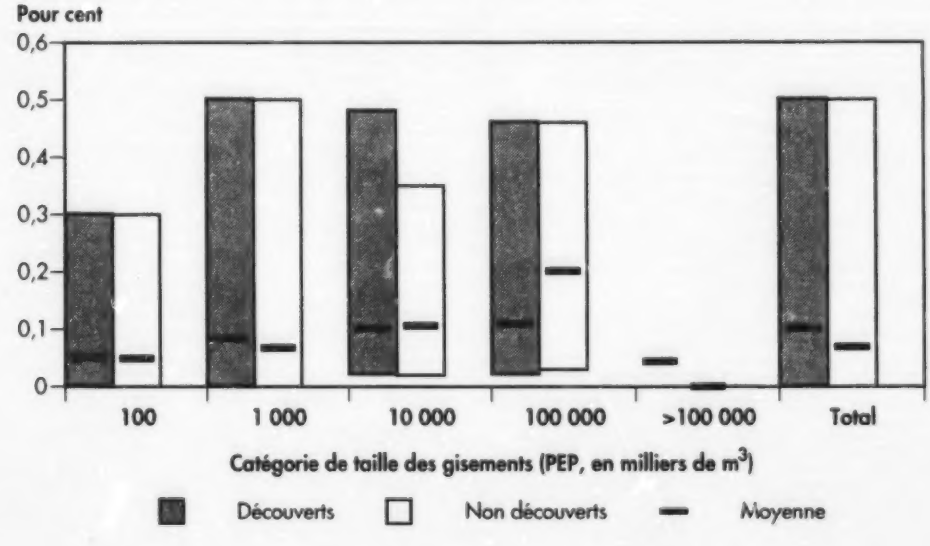
Bien que les gisements aient des taux de récupération relativement bas et qu'ils aient déjà produit 150 millions de m^3, il est estimé que 94 millions de m^3 de réserves à récupérer subsistent dans les gisements découverts. De plus, il est prévu que 83 millions de m^3 de la production future proviendront de gisements non découverts et que 79 millions de m^3 pourraient découler de l'amélioration des programmes et des pratiques de production dans les gisements découverts. Les plus gros gisements découverts continueront de jouer un rôle important dans le développement futur de cette zone.

6.8 Résumé

Le volume de pétrole lourd et léger en place de toutes les zone des formations crétacées a augmenté depuis le dernier examen de la CGC, soit de 5 407,8 à 7 020,3 millions de m^3, ce qui représente une croissance de 30 pour cent. Le pétrole lourd représente environ trois quarts du volume total de pétrole en place estimé par l'Office. Plusieurs nouvelles découvertes ont certes été faites, mais un nombre considérable de gisements ont été déplacés d'une zone à l'autre. Par exemple, en conséquence de la séparation des gisements à captage simultané et du changement de désignation du brut moyen et lourd, des volumes ont été ajoutés à certaines zones et soustraits à d'autres. Une partie de la croissance est aussi due à l'inclusion des volumes divers ainsi qu'à la croissance sensible des gisements existants. Un total de 485 nouveaux gisements ont été découverts entre la fin de 1994 et la fin de 1997/1998.

FIGURE 6.24

Taux de récupération – Colony à Lloydminster



Environ le tiers du volume de pétrole en place n'a pas encore été découvert (tableau 6.19). Des neuf zones, celle de Colony à Lloydminster est la plus importante en raison de sa taille. Le volume de pétrole en place est constitué approximativement de deux tiers de pétrole en place combiné pour la zone crétacée et de presque 45 pour cent de tout le pétrole brut classique en place. L'Office estime qu'environ 12 pour cent du pétrole en place découvert et huit pour cent du pétrole en place non découvert seront récupérés. Les réserves qui restent et les ressources non découvertes devraient constituer presque à part égale la production à venir. L'Office croit également que des ressources additionnelles constituant une source importante de production à venir pourront être obtenues par l'optimisation des gisements et la mise en place de programmes supplémentaires de récupération assistée.

D'après son analyse des gisements de brut lourd, l'Office peut conclure à la présence de volumes significatifs de brut lourd non découverts dans les zones crétacées des provinces de l'Alberta et de la Saskatchewan. Pour la plupart, les gisements non découverts seront moins volumineux que les gisements déjà découverts, mais on peut néanmoins prévoir la découverte de quelques grands gisements. Les trouver pourrait nécessiter l'élaboration d'une nouvelle stratégie d'exploration. Certains sont peut-être déjà découverts, mais non reconnus, puisqu'ils pourraient résulter du regroupement de plusieurs petits gisements reconnus ou gisements divers après un forage intensif d'extension.

TABLEAU 6.19

Ressources du domaine crétacé ($10^6 m^3$)

Zone pétrolière	Découvert		Non découvert	
	Pétrole en place	Récupérable	Pétrole en place	Récupérable
Mannville inférieur	232,0	51,1	137,6	23,6
Mannville supérieur	313,8	66,6	160,4	35,4
Détritique	3,2	0,2	45,7	2,4
Ostracod	2,9	0,3	14,1	1,9
Glauconifère	78,2	11,1	37,5	5,9
Dina	230,4	39,7	45,7	15,8
Cummings	212,2	16,8	60,2	28,6
Colony à Lloydminster	2 416,7	220,5	1 236,6	166,8
Cantuar	117,7	16,0	176,9	18,5
Total	**3 607,1**	**422,3**	**1 914,7**	**298,9**

7. Résultats de l'analyse économique

7.1 Courbes des coûts d'approvisionnement

Les coûts d'investissement et frais d'exploitation des projets de récupération du brut lourd classique ont été déterminés par l'examen de leurs antécédents de coût. Les coûts d'approvisionnement de puits types classés selon les débits d'extraction sur toute le durée de vie du puits sont résumés et exprimés en dollars canadien constants de l'an 2000 (figure 7.1). Ils vont d'un maximum approximatif de 270 $/m^3 pour un puits produisant un total cumulatif de 2 500 m^3 à un minimum de 34 $/m^3 pour un puits produisant un volume cumulatif de 100 000 m^3. Dans le cas d'un puits dont le total cumulatif s'établit à 10 000 m^3, le coût moyen d'approvisionnement s'inscrit dans une fourchette de 70-80 $/m^3. Les coûts supérieurs des puits à faible productivité s'expliquent par la combinaison de coûts d'investissement élevés et d'un faible taux de récupération. Les coûts d'approvisionnement chutent fortement à mesure qu'augmente le taux de récupération, surtout dans une gamme de 2 000 à 20 000 m^3. Au-delà de 20 000 m^3, l'importance relative des frais d'exploitation commence à l'emporter sur celle des coûts d'investissement.

7.1.1 Courbe des coûts d'approvisionnement du brut classique récupérable restant

La figure 7.2 montre les coûts d'approvisionnement des trois domaines et du brut lourd classique résiduel récupérable. On constate que les coûts varient d'environ 34 à 270 $/m^3 et qu'environ 80 pour cent du brut résiduel récupérable pourrait être récupéré à 100 $/m^3 ou moins. Dans le

FIGURE 7.1

Courbe de coût d'approvisionnement pour des puits représentatifs

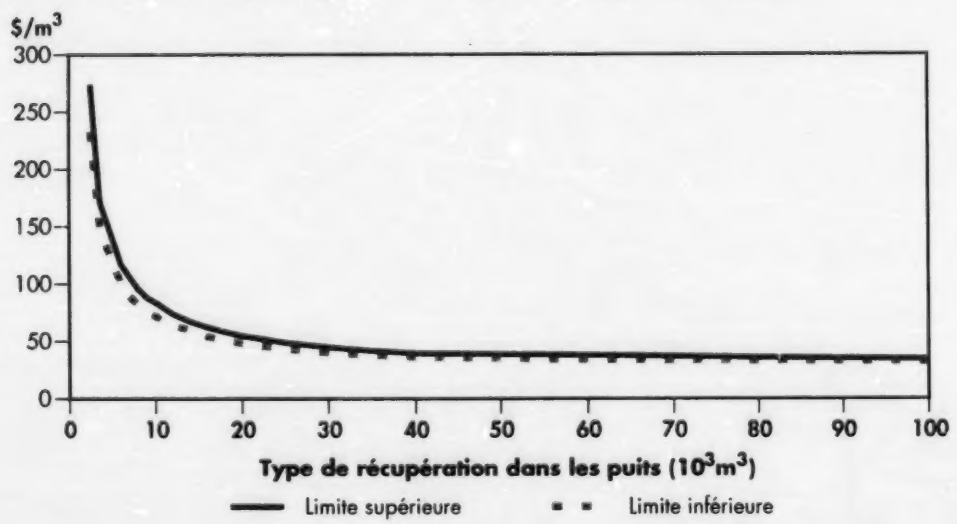
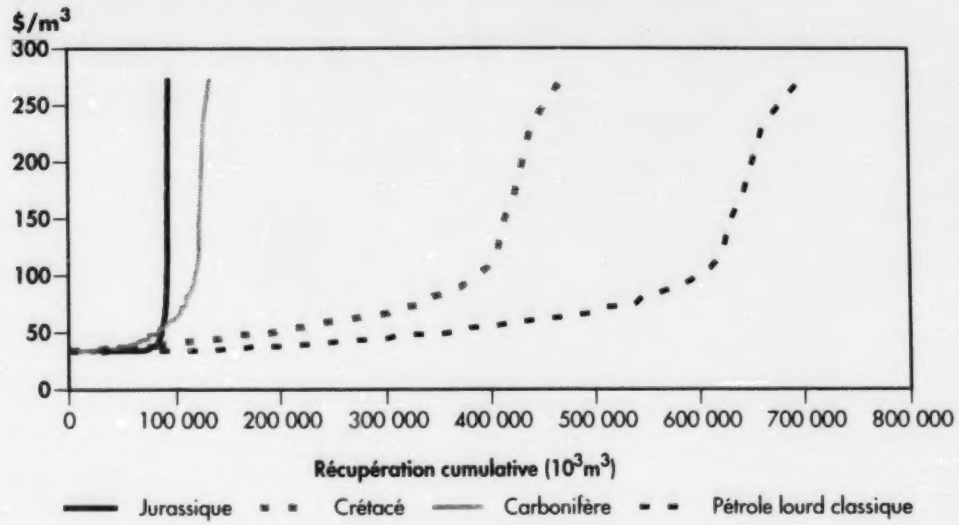


FIGURE 7.2

Courbe de coût d'approvisionnement pour le pétrole lourd classique



même ordre d'idée, 97 pour cent des volumes récupérables du Jurassique, 75 pour cent du Crétacé et 88 pour cent du Carbonifère pourraient être récupérés à 100 $/m³ ou moins. La moyenne des coûts totaux d'approvisionnement s'établit à environ 41 $/m³ pour les zones pétrolière du Jurassique, 70 $/m³ pour ceux du Permien et 98 $/m³ pour ceux du Crétacé.

7.1.2 *Courbe des coûts d'approvisionnement pour chaque zone pétrolière*

Chaque zone pétrolière présente un coût moyen d'approvisionnement distinct des autres en raison de ses caractéristiques géologiques particulières, de ses propriétés de réservoirs et de ses plans d'exploitation (tableau 7.1).

TABLEAU 7.1

Coûts d'approvisionnement selon le domaine et la zone pétrolière

Domaine-Zone	Coûts d'approvisionnement Min.	Max.	Moy.
Carbonifère			70
Rundle Sweetgrass	80	92	91
Sous-affleurement mississippien	85	98	97
Souris-Tilston	118	138	125
Frobisher-Alida	61	70	68
Midale	47	53	51
Ratcliffe	55	62	61
Bakken	64	73	69
Jurassique			41
Sawtooth	42	46	45
Shaunavon	36	38	38
Roseray-Success	41	44	43
Crétacé			83
Mannville inférieur	81	93	90
Mannville supérieur	83	96	92
Détritique	93	108	107
Ostracod	95	111	110
Glauconifère	42	46	44
Dina	79	91	84
Cummings	91	106	102
Colony à Lloydminster	79	91	87
Cantuar	52	58	58

D'après les antécédents, plus de 30 pour cent des puits du groupe Mannville supérieur du Crétacé produisent au total moins de 1 000 m³ et environ la moitié produisent au total moins de 3 000 m³ (figure 7.3). Pas plus de deux

pour cent de la production cumulative proviennent de puits produisant moins de 1 000 m^3 et huit pour cent de puits produisant moins de 3 000 m^3. Par conséquent, le coût d'approvisionnement des puits à faible productivité est compensé par la production des puits à grand débit pour chacun des zones pétrolière. Ainsi, le coût moyen d'approvisionnement d'une zone pétrolière donnée reflète la distribution statistique cumulative de ses différents puits d'extraction. Le coût moyen d'approvisionnement du Mannville supérieur est d'environ 92 $/m^3$ (figure 7.4).

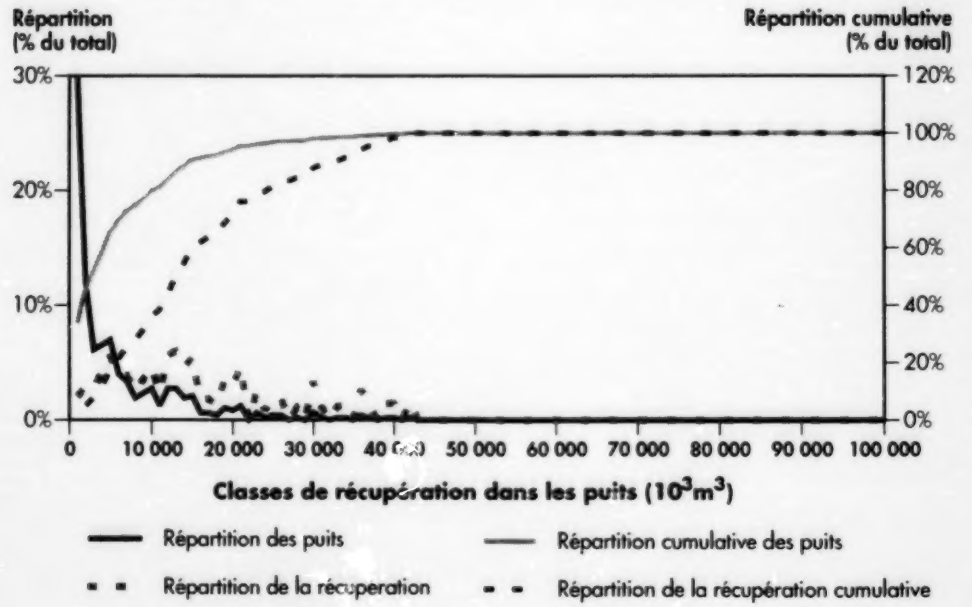
7.2 Résumé

Le coût d'approvisionnement pour chaque zone pétrolière a été estimé en fonction des antécédents de production des puits et de profils de production de puits représentatifs. Les antécédents montrent que la plupart des puits de brut lourd classique de l'Ouest canadien produisent moins de 50 000 m^3 chacun sur leur durée de vie. Cependant, la plus grande partie de la production est obtenue d'un petit nombre de puits à plus forte productivité produisant plus de 50 000 m^3 chacun. Comme prévu, les coûts d'approvisionnement des puits à faible productivité sont plus élevés alors que ceux des puits à forte productivité sont relativement plus bas. Ces deniers puits peuvent être considérablement plus attirants sur le plan économique pour les exploitants. La plupart d'entre eux comptent en effet sur une distribution équilibrée entre les puits à faible et à forte productivité, résultat normal de l'exploration et de la mise en valeur.

L'analyse de l'Office indique que le coût d'approvisionnement, dans le champ, va d'un maximum d'environ 270 $/m^3$ pour un puits produisant 2 500 m^3 de brut lourd sur sa durée de vie à un minimum de 35 $/m^3$ pour un puits produisant 50 000 m^3. En ce qui concerne les puits à faible productivité, on obtient une réduction importante du coût d'approvisionnement lorsque la production atteint ou dépasse les 10 000 m^3. Pour un puits produisant au moins 10 000 m^3, le coût moyen d'approvisionnement s'inscrit dans une fourchette de 70-80 $/m^3$. À titre de comparaison, le prix moyen du Bow River Heavy Blend en mai 2001 à Hardisty (Alberta) s'établissait à

FIGURE 7.3

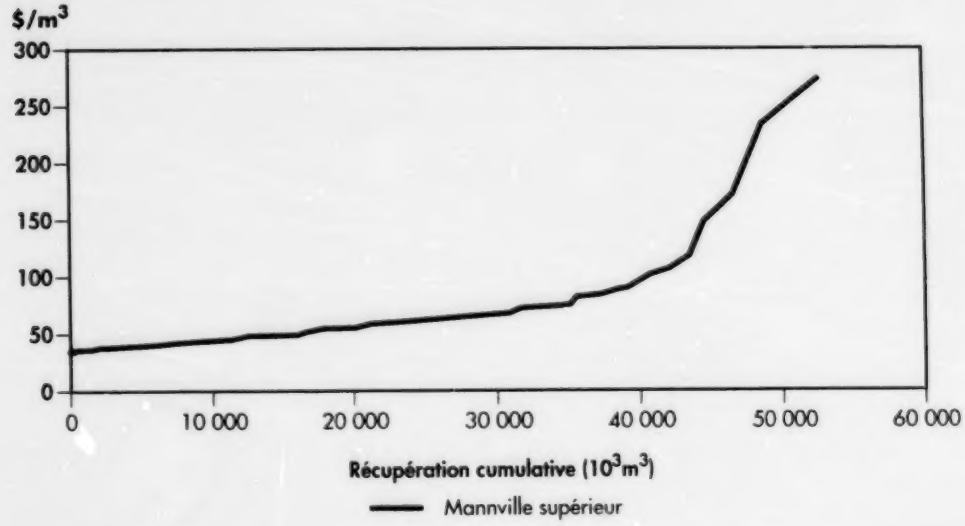
Répartition des puits et des taux de récupération de Mannville supérieur



167,56 $/m^3, tandis que celui du Lloydminster Heavy Blend à Hardisty s'élevait à 161,66 $. On doit aussi tenir compte des frais de mélange avec le diluant et des frais de transport pour établir toute comparaison valable.

FIGURE 7.4

Courbe de coût d'approvisionnement – Mannville supérieur



8. Autres zones pétrolière mineures

Les zones pétrolière présentées dans ce chapitre contiennent des réserves en place relativement basses de brut lourd. La désignation et la définition de chacune sont données, ainsi que l'évolution des réserves en place découvertes et non découvertes, depuis les données de la fin de 1994 jusqu'à la fin de 1997 ou 1998, selon la province. L'Office n'a pas effectué d'analyse technique ou économique sur ces zones pétrolières.

8.1 Domaine dévonien

8.1.1 Région centrale de l'Alberta

Leduc - Bashaw

La zone pétrolière Leduc-Bashaw se compose des gisements du complexe récifal de Bashaw de la formation Leduc, situé entre les récifs Ricinus-Meadowbrook et la plate-forme méridionale de l'Alberta. Formés sur la plate-forme du lac Cooking, les récifs Leduc sont emprisonnés et isolés des formations shales avoisinantes de Duvernay et d'Ireton. Les pièges à pétrole stratigraphiques et structuraux-stratigraphiques se présentent à l'amont-pendage de grands récifs ou à l'aval-pendage de l'indentation des complexes récifaux, ainsi que dans des récifs-pinacles isolés. L'ONÉ estime le volume découvert de pétrole lourd en place à la fin de 1998 à 4,0 millions de m^3, par rapport à 3,8 millions de m^3 à la fin de 1994, avec un potentiel non découvert (corrigé à la fin de l'année 1998) de pétrole lourd de l'ordre de 1,0 million de m^3.

Limite érodée de Wabamun

La définition de la zone pétrolière érodée de Wabamun inclut des gisements de pétrole situés dans des pièges s'ouvrant contre la discordance où les carbonates de la plate-forme Wabamun passent en sous-affleurement sous les roches du Crétacé. Le zone pétrolière est bordée au sud par la transition vers les évaporites de Stettler, au nord par la zone de l'arche de Peace River de Wabamun et à l'ouest par la limite du sous-affleurement. Ces réservoirs de carbonate marin d'eaux peu profondes se composent généralement de calcaire boueux pelloïde dolomitisé. Le piégeage est assuré par des shales crétacés et par une nappe structurale surplombant les récifs de Leduc. L'ONÉ estime le volume découvert de pétrole lourd en place à la fin de 1998 à 0,6 million de m^3, par rapport à 0,5 million de m^3 à la fin de 1994, avec un potentiel non découvert (corrigé à la fin de l'année 1998) de pétrole lourd de l'ordre de 0,4 million de m^3.

8.1.2 Région du bassin de Williston

Leduc-Nisku, Sud de l'Alberta

La zone pétrolière Leduc-Nisku se compose de gisements formés dans des récifs épais de carbonate le long de la formation de Leduc et des gisements situés dans les plates-formes de

carbonates de Camrose et Nisku, à l'endroit où elles surplombent les crêtes topographiques de la formation de Leduc. L'ONÉ estime le volume découvert de pétrole lourd en place à la fin de 1998 à 13,5 millions de m^3, par rapport à 12,7 millions de m^3 à la fin de 1994, avec un potentiel non découvert (corrigé à la fin de l'année 1998) de pétrole lourd de l'ordre de 6,5 millions de m^3.

Arcs - Structuraux

La zone pétrolière Arcs - Structuraux comprend les gisements situés dans les pièges structuraux ou stratigraphiques des niveaux d'Arcs de la formation de Nisku. Les Arcs sont généralement minces, mais peuvent atteindre 45 mètres d'épaisseur. Ils consistent en dolomie cristalline de couleur pâle et de grain fin à grossier, avec faisceaux de dolomite brune et granulaire et d'anhydrite. Les hydrocarbures sont emprisonnés dans la dolomie poreuse par des fermetures structurales hautes pouvant résulter de la tectonique salifère sur des évaporites plus anciennes, soit du Dévonien. L'ONÉ estime le volume découvert de pétrole lourd en place à la fin de 1998 à 5,3 millions de m^3, par rapport à 4,9 millions de m^3 à la fin de 1994, avec un potentiel non découvert (corrigé à la fin de l'année 1998) de pétrole lourd de l'ordre de 4,7 millions de m^3.

8.2 Domaine triasique

8.2.1 Région de la baie de Peace River

Carbonates de Charlie Lake

La zone pétrolière Carbonates de Charlie Lake se compose de gisements découverts dans les carbonates algaires de la formation de Charlie Lake, en combinaison avec des pièges stratigraphiques ou structuraux locaux ayant subi l'influence des failles en paquets de l'arche et de la baie de Peace River. La zone est limitée à l'ouest par la transition au grès et au nord, à l'est et au sud par la limite d'érosion de Charlie Lake. Des gisements se trouvent dans des formations de carbonate où le principal mécanisme de piégeage est la présence d'un biseau dans le faciès, la troncation par érosion et les pièges de discordance. Le composant structural résulte du drapage sur des structures plus anciennes avec gain de porosité et de perméabilité résultant des fractures. L'ONÉ estime le volume découvert de pétrole lourd en place à la fin de 1998 à 31,1 millions de m^3, par rapport à 27,8 millions de m^3 à la fin de 1994, avec un potentiel non découvert (corrigé à la fin de l'année 1998) de pétrole lourd de l'ordre de 10,6 millions de m^3.

8.3 Domaine jurassique (première couche clastique colombienne)

8.3.1 Région de l'Alberta et de la Colombie-Britannique

Gilby - rivière Medicine, stratigraphique

La zone pétrolière Gilby - rivière Medicine, stratigraphique se compose de gisements situés dans du grès du Jurassique et du Crétacé inférieur, qui moule des chenaux ou vallées creusés dans la surface paléozoïque, et qui est scellé par du shale jurassique imperméable. La zone forme une étroite bande au centre-sud de l'Alberta, qui s'étend en orientation nord-nord-est le long de la limite d'érosion du Jurassique entre Drayton Valley et Calgary. Elle comporte un complexe de vallées et de promontoires d'érosion avec une variété de moulages de chenal. Les pièges stratigraphiques renferment du brut associé à des sables de moulage de vallée, à des lambeaux de promontoire jurassique isolés et à des sables drapés sur des lambeaux de promontoire. L'ONÉ estime le volume découvert de pétrole lourd en place à la fin de 1998 à 1,0 million de m^3, par

rapport à 0,9 million de m^3 à la fin de 1994, avec un potentiel non découvert (corrigé à la fin de l'année 1998) de pétrole lourd de l'ordre de 0,2 million de m^3.

Nordegg

La zone pétrolière de Nordegg se compose de gisements situés dans du grès moulant des chenaux et des vallées du Jurassique et du Crétacé inférieur et dans du grès marin de faible profondeur isolé. Il est bordé par la limite d'érosion jurassique à l'est et au sud, par le zone pétrolière de plateau de Nordegg à l'ouest et par le zone pétrolière de plate-forme et de bassin de Nordegg au nord-ouest. Il comporte un réseau complexe de vallées d'érosion jurassiques et crétacées creusées dans le grès riverain de Nordegg et les carbonates sous-jacents du Mississippien. Les moulages de vallée du Jurassique inférieur et du Crétacé inférieur en grès et en shales désignés J_1, J_2 et J_3 forment des pièges stratigraphiques qui pourraient faire l'objet d'un captage simultané avec les gisement carbonifères sous-jacents. L'ONÉ estime le volume découvert de pétrole lourd en place à la fin de 1998 à 5,7 millions de m^3, par rapport à 5,4 millions de m^3 à la fin de 1994, avec un potentiel non découvert (corrigé à la fin de l'année 1998) de pétrole lourd de l'ordre de 7,3 millions de m^3.

8.4 Domaine crétacé (deuxième couche clastique colombienne)

8.4.1 Région du Nord-ouest de l'Alberta et de la Colombie-Britannique

Bluesky

La zone pétrolière Bluesky comprend les gisements de la formation de Bluesky dans le Nord-ouest de l'Alberta et le Nord-est de la Colombie-Britannique. La formation de Bluesky s'est déposée par une série d'impulsions régressives pendant la transgression sud de la mer boréale. Les trois principaux faciès présents sont : grès à granocroissance régressive vers le haut de sédiments marins du large et d'eaux peu profondes; agrégats de résidus de transgression; moulage de vallée encaissée. Un volume considérable de pétrole lourd s'est ajouté au total découvert, en conséquence de la préparation du champ de Hay à Nexen (Wascana), en Colombie-Britannique. Cette zone pétrolière a permis de doubler la ressource estimative de pétrole découvert en place à 12,3 millions de m^3. L'ONÉ estime le volume potentiel de pétrole lourd à 6,8 millions de m^3.

8.5 Domaine du Crétacé supérieur (groupe Colorado) (couche clastique du Laramide)

8.5.1 Région des Prairies

Transgression de Viking

La formation de Viking a été subdivisée en trois zones selon la stratigraphie séquentielle définie par Reinson et al (1995)[1] : Régression, Transgression et Chenal (Regressive, Transgressive et Channel). Chacune se trouve à un niveau stratigraphique différent. Des gisements de plus d'un type de zone pétrolière peuvent se chevaucher dans une même région. La zone pétrolière Transgression est la seule qui contienne du pétrole lourd.

1 Reinson, G.E., Lee, P.J., Olsen-Heise, K., Campbell, R.I., Holmstrom, G. et Gault, R.J., *Geological Play Definitions and Gas Resources, Lower Cretaceous Colorado Group, Western Canada Interior Plains* in Proceedings of the Oil and Gas Forum 1995 – Energy From Sediments, J.S. Bell, T.D. Bird, T.L. Hillier et P.L. Greener (réd.), document public 3058 de la CGC.

La zone pétrolière Transgression est défini de manière à inclure des gisements dans du grès et de l'agrégat déposés par transgression dans la portion supérieure de la formation de Viking. Les gisements se trouvent habituellement dans les dépôts de barre de sable ou dans les nappes de sables transgressives. La plupart des gisements de pétrole lourd se trouvent dans l'Est de l'Alberta; ce sont les champs Vulcan, Hairy Hill et Little Bow. L'ONÉ estime le volume découvert de pétrole lourd en place à la fin de 1998 à 2,9 millions de m^3, par rapport à 2,6 millions de m^3 à la fin de 1994, avec un potentiel non découvert (corrigé à la fin de l'année 1998) de pétrole lourd de l'ordre de 1,2 million de m^3.

8.6 Résumé

Grâce à leurs volumes mineurs de pétrole lourd, ces zones pétrolière constituent une source supplémentaire pour la récupération de brut lourd classique (tableau 8.1). Bien que la portion contenant du pétrole lourd ne constitue pas nécessairement une cible d'exploration, ces zones pétrolière présentent un certain potentiel pour l'avenir.

TABLEAU 8.1

Ressources d'autres zones pétrolières mineures ($10^6 m^3$)

Zone pétrolière	Découvertes		Non découvertes
	CGC 1994	ONÉ	ONÉ 1998
Leduc-Bashaw	3,8	4,0	1,0
Bordure érodée du Wabamun	0,5	0,6	0,4
Leduc-Nisku Sud de l'Alberta	12,7	13,5	6,5
Arches – Structuraux	4,9	5,3	4,7
Carbonates de Charlie Lake	27,8	31,1	10,6
Gilby-Medicine River – Stratigraphique	0,9	1,0	0,2
Nordegg	5,4	5,7	7,3
Bluesky	6,2	12,3	6,8
Transgression Viking	2,6	2,9	1,2
Total	**64,8**	**76,4**	**38,7**

9. Résumé et conclusions

Pendant la préparation de son rapport de 1999 sur l'offre et la demande, l'Office s'est fié à une évaluation des ressources de pétrole classique dans le BSOC, publiée par la CGC en 1998 et basée sur des données de la fin de l'année 1994. À ce moment-là, l'Office croyait que sa projection de l'offre pour le pétrole lourd classique était contrainte à l'excès par une sous-estimation de la taille de la base de ressources de pétrole lourd. Ultérieurement, l'Office s'est engagé à réévaluer les ressources de pétrole lourd classique dans le BSOC, en vue du prochain rapport sur l'offre et la demande qu'il a l'intention de publier en 2003.

L'Office a décidé de mettre à jour son évaluation du volume de pétrole lourd classique en place découvert dans le BSOC jusqu'à la fin de l'année 1998 (1997 pour la Saskatchewan) et de demander à la CGC de faire passer les données révisées dans son modèle du processus de découverte. Les nouvelles dates de référence ont permis la saisie de nouvelles informations provenant du grand nombre de puits de pétrole forés en 1996 et 1997. Suivant la recommandation de la CGC, l'Office a eu recours à un modèle informatique différent, la méthode axée sur la géologie, pour projeter la base de ressources non découvertes plutôt que d'utiliser les résultats obtenus à partir du modèle PETRIMES précédemment employé par la CGC. Cette nouvelle méthode exigeait l'entrée des données du pétrole léger et lourd en place pour les zones étudiées.

L'analyse de ces ressources par l'Office s'est concentrée sur trois domaines géologiques distincts qui contiennent la majeure partie du pétrole lourd classique dans l'Ouest canadien : le Carbonifère, le Jurassique et le Crétacé. Le domaine carbonifère a sept zones pétrolières géologiques qui contiennent du pétrole lourd et comptent pour environ 18 pour cent du pétrole lourd en place. Depuis la dernière analyse par la CGC, le volume total de pétrole en place (léger et lourd) pour ces sept zones pétrolières est passé de 2 858 millions de m^3 à 4 211 millions de m^3 (de 18,0 à 26,5 milliards de barils), le pétrole lourd représentant un tiers de cette augmentation de volume.

Le domaine jurassique a trois zones pétrolières géologiques qui contiennent du pétrole lourd, comptant pour environ 11 pour cent du pétrole lourd en place dans l'Ouest canadien. Depuis la dernière analyse de la CGC, le volume total de pétrole en place (léger et lourd) pour ces trois zones pétrolières est passé de 533 millions de m^3 à 889 millions de m^3 (de 3,4 à 5,6 milliards de barils), le pétrole lourd représentant presque toute cette augmentation.

Le domaine crétacé a neuf zones pétrolières géologiques qui contiennent du pétrole lourd, comptant pour près de 70 pour cent du pétrole lourd dans l'Ouest canadien. Le volume total de pétrole en place (léger et lourd) depuis la dernière analyse par la CGC pour ces neuf zones pétrolières est passé de 5 408 millions de m^3 à 7 020 millions de m^3 (de 34,0 à 44,2 milliards de barils), le pétrole lourd représentant 80 pour cent de cette augmentation de volume.

Au total, le volume de pétrole léger et lourd en place pour toutes les zones pétrolières dans les domaines étudiés est passé de 8 798 millions de m^3 à 12 120 millions de m^3 (de 55,3 à

76,2 milliards de barils), une augmentation de 38 pour cent. Le pétrole lourd classique compte pour environ 65 pour cent du volume total de pétrole en place estimé par l'ONÉ pour les domaines étudiés. Bien qu'une partie importante de la croissance soit due à l'inclusion de l'information sur les gisements divers de la Saskatchewan et des données du Manitoba, il y a également eu une croissance des gisements existants et de nouvelles découvertes ont été faites. Un total de 614 nouveaux gisements ont été découverts dans les domaines étudiés entre la fin de l'année 1994 et la fin de l'année 1997/98.

L'analyse par l'Office du brut lourd classique indique que le pétrole en place dans les zones pétrolières étudiées a augmenté d'environ 20 pour cent, passant à 7 927 millions de m^3 (49,9 milliards de barils) comparativement à l'évaluation de 6 575 millions de m^3 (41,4 milliards de barils) fournie dans le rapport de 1999 de l'Office sur l'offre et la demande. Les résultats de la nouvelle évaluation de l'Office figurent dans le tableau 9.1. Cette augmentation peut être attribuée au fait que cette étude projette l'existence d'un nombre sensiblement plus grand de gisements de taille modeste par rapport aux études précédentes.

L'analyse par l'Office des gisements de pétrole lourd indique qu'il y a une quantité importante de pétrole lourd encore à trouver dans les domaines étudiés des provinces de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan. Pour la plupart, on s'attend à ce que les gisements non découverts soient plus petits que les gisements découverts; cependant, on prévoit qu'il reste encore quelques grands gisements à trouver. La découverte de ces grands gisements pourrait exiger l'élaboration d'une nouvelle stratégie d'exploration. Aussi, certains des grands gisements ont peut-être déjà été trouvés mais non encore reconnus, alors que certains de ces grands gisements peuvent résulter du futur regroupement d'un certain nombre de divers gisements reconnus ou plus petits, après un forage intensif en vue de l'extension des gisements.

Afin d'estimer la partie du volume de pétrole en place qui pourrait être récupérée, une grande quantité de données de rendement et de production pour les puits de pétrole lourd a été analysée. Les taux de récupération attribués à la population des gisements non découverts étaient basés sur une analogie avec les gisements déjà découverts de taille semblable. Pour chaque domaine et zone pétrolière, les puits ont été groupés dans des catégories selon leur volume total estimatif de récupération. Des profils de performance de puits représentatifs, conçus pour ces groupes, ont alors été utilisés pour déterminer les coûts d'approvisionnement. Ces estimations des coûts d'approvisionnement ont été ultérieurement employées pour déterminer le volume des ressources économiquement récupérables.

La présente étude estime que 21 pour cent des ressources découvertes et 12 pour cent des ressources actuellement non découvertes peuvent être techniquement récupérées (tableau 9.1). Ces évaluations incluent les contributions attribuables à l'application de la technologie et des pratiques de production éprouvées d'aujourd'hui, ainsi qu'au potentiel d'amélioration des taux de récupération par l'application de technologies à venir. On estime ainsi que les ressources récupérables finales en pétrole lourd brut classique dans l'Ouest canadien sont d'environ 1 391 millions de m^3 (8,8 milliards de barils), une augmentation de 8,5 pour cent par rapport à la valeur fournie dans le rapport de 1999 de l'Office sur l'offre et la demande.

Des courbes du coût d'approvisionnement ont été produites pour chaque zone pétrolière géologique et, en général, les zones pétrolières jurassiques affichent les coûts les plus bas et les zones pétrolières crétacées les plus élevés. Parmi les différentes zones pétrolières, c'est la zone pétrolière jurassique de Shaunavon dont le coût moyen d'approvisionnement est le plus bas, soit 38 \$/m^3 (6,04 \$/baril), tandis que la zone pétrolière carbonifère de Souris-Tilston affiche le plus élevé, c'est-à-dire 125 \$/m^3 (19,87 \$/baril). Un examen des coûts d'approvisionnement, considérés

dans leur ensemble, montre que 65 pour cent du volume techniquement récupérable peuvent être récupérés économiquement à un prix de 62,38 $/m^3 (9,91 $/baril) sur le terrain, ou 80 pour cent à 83,91 $/m^3 (13,02 $/baril).

Vu ces coûts d'approvisionnement par rapport aux prix récents du pétrole lourd brut, avec le pétrole brut Bow River Heavy Blend à Hardisty (Alberta) qui se vendait 167,56 $/m^3 (26,64 $/baril) en mai 2001 et le Lloydminster Heavy Blend à Hardisty qui se vendait 161,66 $/m^3 (25,70 $/baril), la production de pétrole brut lourd semblerait relativement attrayante pour la plupart des zones pétrolières. Les frais du mélange avec le diluant et du transport doivent également être pris en considération.

Cette évaluation des ressources de pétrole lourd, avec le temps, se révélera probablement quelque peu prudente. L'expérience acquise laisse supposer qu'il en sera ainsi, peut-être en raison de la nature intrinsèquement prudente de l'évaluation des ressources par analyse statistique. Plus précisément, l'Office reconnaît que l'utilisation de son propre processus pour la plus grande zone de pétrole lourd classique, la zone pétrolière crétacée de Colony à Lloydminster, donne une évaluation plus prudente. Le regroupement en une seule zone de sept niveaux, qui pourraient éventuellement être évalués en tant que zones pétrolières distinctes, a pour conséquence une évaluation globale inférieure.

TABLEAU 9.1

Sommaire de tous les domaines

Métrique ($10^6 m^3$)

Domaine	Pétrole en place		Récupérable			
	Découvert	Non découvert	Découvert			Non découvert
			Réserves établies	Réserves restantes	Récupération assistée fut..re [1]	Récupérable non découvert [1]
Carbonifère	801,7	612,2	108,1	33,8	53,2	82,8
Jurassique	545,1	336,2	149,9	28,6	28,6	50,7
Crétacé	3 608,3	1 907,7	422,3	126,8	291,0	204,3
Autres	76,4	38,7	s/o	s/o	s/o	s/o
Total	5031,8	2894,8	680,3	189,2	372,8	337,8
	Pétrole en place total = 7 926,6		Total récupérable = 1 390,9			

Impérial (millions de barils)

Domaine	Pétrole en place		Récupérable			
	Découvert	Non découvert	Découvert			Non découvert
			Réserves établies	Réserves restantes	Récupération assistée future [1]	Récupérable non découvert [1]
Carbonifère	5 042	3 850	680	213	335	521
Jurassique	3 428	2 114	943	180	180	319
Crétacé	22 665	11 982	2 656	797	1 830	1 285
Autres	481	243	s/o	s/o	s/o	s/o
Total	31 616	18 189	4 279	1 190	2 345	2 125
	Pétrole en place total = 49 805		Total récupérable = 8 749			

[1] On a tenu compte des deux composantes de la récupération future améliorée (c.-à-d. la technologie actuelle et l'optimisation ainsi que les technologies futures) tant pour les gisements découverts que non découverts.